

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENAN CORRÊA BASONI

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE PILOTO
ISOLADA COM PROVIMENTO DE REFERÊNCIA ATRAVÉS DE UM
GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL**

VITÓRIA
2017

RENAN CORRÊA BASONI

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE PILOTO
ISOLADA COM PROVIMENTO DE REFERÊNCIA ATRAVÉS DE UM
GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

VITÓRIA
2017

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)
Bibliotecária: Perla Rodrigues Lôbo – CRB-6 ES-000527/O

B316m Basoni, Renan Corrêa, 1990-
Modelagem e simulação de uma microrrede piloto isolada com
provimento de referência através de um gerador síncrono virtual /
Renan Corrêa Basoni. – 2017.
92 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.
Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade
Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Microrrede (Sistemas de
energia elétrica). 3. Energia renovável. I. Fardin, Jussara Farias. II.
Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do Espírito
Santo. Centro Tecnológico. VI. Título.

CDU: 621.3

RENAN CORRÊA BASONI

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE PILOTO
ISOLADA COM PROVIMENTO DE REFERÊNCIA ATRAVÉS DE UM
GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL**


Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

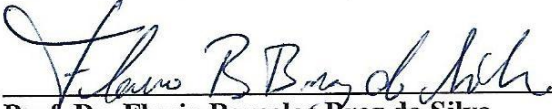
Aprovada em 10 de outubro de 2017.

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Jussara Farias Fardin - Orientadora
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES


Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação - Coorientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES


Prof. Dr. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES


Prof. Dr. Flavio Barcelos Braz da Silva
Instituto Federal do Espírito Santo – IFES

“A lógica vai levar você de A a B. A imaginação vai levar você para qualquer lugar.”
(Albert Einstein)

À minha família.

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar à Deus por ter me dado força de vontade e perseverança para realizar meu mestrado, também gostaria de agradecer à minha família, em especial minha esposa Aline Menezes Rodrigues Basoni, minha mãe Elci Corrêa da Silva Basoni e minha irmã Fabiany Corrêa Basoni.

À minha orientadora Jussara Farias Fardin e ao meu coorientador Lucas Frizera Encarnação pela confiança, pelo incentivo, pelos ensinamentos, pelo tempo disponibilizado, pelas excelentes ideias, pela paciência e pela atenção.

Aos professores e alunos do LEPAC e do PPGEE pelo acolhimento durante o mestrado, em especial aos alunos Daniel Carletti e Luan Diego de Lima Pereira que sempre me ajudaram no desenvolvimento das minhas habilidades e amadurecimento. Aos professores membros da banca examinadora Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas e Flavio Barcelos Braz da Silva.

À CAPES e à FAPES (projeto 0443/2015) pelo apoio financeiro concedido, sem o qual esta pesquisa não teria sido possível.

Resumo

Esta dissertação propõe a utilização de uma estratégia de controle inercial para inversores de frequência que possibilite a criação de referência de tensão e frequência em microrredes isoladas. A estratégia de controle aqui proposta é criar a referência de tensão e frequência através de uma máquina síncrona virtual, utilizando para isso um inversor que emula o comportamento de um gerador síncrono. Este inversor com esta estratégia de controle é também conhecido como *Synchronverter*. Uma microrrede é o agrupamento de gerações distribuídas, cargas e armazenadores de energia que trabalha de forma coordenada. A microrrede tem a capacidade de operar isolada do sistema de distribuição de energia elétrica, para isso, ela deve ser capaz de criar sua própria referência de tensão e frequência. Normalmente, no modo de operação isolado, o provimento de referência é feito através de geradores movidos a máquinas de combustão interna, que possuem desvantagens tais como a produção de ruídos elevados, emissão de gases nocivos, consumo de combustível fóssil, etc. A proposta dessa dissertação é uma alternativa à utilização desses geradores, utilizando um banco de baterias, inversores de frequência, conversor CC-CC quadrático bidirecional *buck-boost*, energia renovável e um controle apropriado para isso. A amplitude da tensão e a frequência elétrica nas microrredes isoladas devem ser controladas conforme normas de qualidade de energia de consumidores urbanos. Esta dissertação apresenta uma modelagem feita no EMTDC/PSCAD de uma microrrede composta de cargas, banco de baterias, conversores CC-CC, inversores de frequência, turbina eólica e painéis solares, localizada na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Os resultados comprovam a eficiência da técnica adotada, mantendo controladas a tensão e frequência da rede mesmo com a inclusão e rejeição de cargas, bem como a variação do balanço de energia elétrica entregue ao sistema pelas microgerações fotovoltaica e eólica.

Abstract

This dissertation proposes the provision of voltage and frequency reference for isolated microgrids through a virtual inertia control strategy for inverters. The control strategy proposed in this dissertation to establish reference to an isolated microgrid is implemented using a virtual synchronous machine, for that, an inverter that mimics the behavior of synchronous machines, also known as Synchronverter, will be utilized. A microgrid is defined as the aggregation of distributed generations, loads and energy storage systems that work in a coordinated way. The microgrid has the capacity to operate isolated from the utility grid, for that, it must be capable of creating its own reference of voltage and frequency. Normally, in this circumstance, the voltage reference for the synchronization and connection of other sources is provided by synchronous generators moved by internal combustion machines, which has some disadvantages, such as the production of noise, emission of harmful gases, consumption of fossil fuel, etc. The proposal in this dissertation is an alternative to the use of these generators, using a battery energy storage system, frequency inverter, DC-DC bidirectional buck-boost quadratic converter and an appropriate control. The amplitude of voltage and frequency must be controlled according to the power quality standards for urban consumers. This dissertation presents a modeling made on EMTDC/PSCAD of a microgrid including local loads, battery storage, DC-DC converters, power inverters, wind turbine and a solar array located at Universidade Federal do Espírito Santo - BR. The results prove the efficiency of the adopted control, keeping the voltage and frequency of the grid controlled during load changes, as well as the electrical energy balance delivered to the system by the photovoltaic and wind generator sources.

Sumário

Capítulo 1: Introdução.....	17
1.1 Objetivos.....	19
1.2 Revisão de literatura técnica.....	19
1.3 Organização da Dissertação.....	21
Capítulo 2: Microrredes	22
2.1 Estrutura Básica e Conceitos Fundamentais.....	22
2.1.1 Topologias de uma Microrrede Isolada com Fornecimento em CA	24
2.2 Microfontes.....	26
2.2.1 Microfonte Fotovoltaica	26
2.2.2 Microfonte Eólica.....	29
2.3 Armazenadores de Energia	32
2.3.1 Baterias	33
2.4 Inversores.....	35
2.4.1 Principais Características do Inversor	35
2.4.2 Modos de Operação dos Inversores.....	38
2.5 Considerações Finais	40
Capítulo 3: Conversor para Referência - O <i>Synchronverter</i>	41
3.1 Modelagem do <i>Synchronverter</i> Proposto.....	41
3.1.1 Modelagem da Parte Elétrica do <i>Synchronverter</i>	42
3.1.2 Modelagem da Parte Mecânica do <i>Synchronverter</i>	45
3.1.3 Controlador do <i>Synchronverter</i>	46
3.2 Projeto do Filtro LCL	48
3.3 Considerações Finais	50
Capítulo 4: Microrrede Proposta.....	51
4.1 Banco de Baterias	51
4.2 Conversor CC-CC Bidirecional	54
4.2.1 Modo de Operação <i>Boost</i>	56
4.2.2 Modo de Operação <i>Buck</i>	57
4.2.3 Determinação dos Modos de Operação	60
4.3 Microfonte Eólica	61
4.4 Microfonte Fotovoltaica	66
4.5 Cargas	72
4.6 Considerações Finais	72

Capítulo 5: Desempenho da Microrrede Proposta	74
5.1 Escolha da referência de potência ativa e reativa para o controle PQ	74
5.2 Escolha do perfil das cargas.....	74
5.3 Resultados.....	75
5.4 Considerações Finais	85
Capítulo 6: Conclusão	86
6.1 Sugestões Para Trabalhos Futuros	86
Referências Bibliográficas	87
Apêndice A: Rastreamento do Máximo Ponto de Potência Implementado no PSCAD.....	91
Apêndice B: Produção Científica.....	92

Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura típica de uma microrrede com barramento CA.....	22
Figura 2 - Conversor <i>back-to-back</i>	23
Figura 3 - Microrrede com Barramento CC e distribuição CA.....	25
Figura 4 - Microrrede com Barramento CA e distribuição CA.....	25
Figura 5 - Microrrede com Barramento CA com geração distribuída.....	26
Figura 6 - a) Célula fotovoltaica, b) Módulo fotovoltaico composto de 36 células fotovoltaicas e c) <i>String</i> contendo 5 módulos fotovoltaicos.....	27
Figura 7 - Influência da intensidade de radiação solar na operação do módulo fotovoltaico. .	28
Figura 8 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico.....	28
Figura 9 - Sistema fotovoltaico interligado a rede.	29
Figura 10 - Desenho esquemático de uma turbina eólica.....	30
Figura 11 - Curva de potência de uma turbina eólica com controle de passo.	31
Figura 12 - Curva de potência de uma turbina eólica com controle estol.	31
Figura 13 - Curva de procura de carga x curva de produção do sistema.....	33
Figura 14 - a) Operação de descarga de uma bateria, b) Operação de carga de uma bateria. .	34
Figura 15 - Formas de onda: quadrada, senoidal modificada e senoidal.....	35
Figura 16 - Esquemático de um inversor trifásico a três braços.....	36
Figura 17 - Exemplo de modulação SPWM.....	37
Figura 18 - Malha de controle PQ constante.	39
Figura 19 - Diagrama de blocos do circuito q-PLL de sincronização.....	40
Figura 20 - Inversor implementando um gerador síncrono virtual, incluindo um filtro LCL. .	41
Figura 21 - Modelo elétrico da máquina síncrona proposta.....	42
Figura 22 - Controlador de um <i>Synchronverter</i>	46
Figura 23 - Circuito do filtro LCL.....	48
Figura 24 - Microrrede proposta modelado no <i>software</i> PSCAD.....	51
Figura 25 - Circuito equivalente da bateria de chumbo ácido.....	52
Figura 26 - a) Parâmetros referentes às características de projeto do banco de baterias, b) Constantes extraídas da curva de descarga do banco de baterias.	52
Figura 27 - a) Parâmetros escolhidos referentes as características de projeto do banco de baterias, b) Constantes calculadas pelo Simulink.....	53
Figura 28 - a) Curva típica de descarga da bateria projetada, b) Diferentes valores de corrente de descarga.....	54
Figura 29 - Conversor quadrático bidirecional utilizado em [33].	55

Figura 30 - Conversor quadrático bidirecional utilizado em [34].	55
Figura 31 – a) Primeiro estágio do conversor adotado no modo de operação <i>boost</i> , b) Segundo estágio do conversor adotado no modo de operação <i>boost</i> .	56
Figura 32 – Formas de onda do conversor proposto no modo de operação <i>boost</i> .	56
Figura 33 - Malha de controle do conversor no modo <i>boost</i> .	57
Figura 34 – a) Primeiro estágio do conversor adotado no modo de operação <i>buck</i> , b) Segundo estágio do conversor adotado no modo de operação <i>buck</i> .	58
Figura 35 – Formas de onda do conversor proposto no modo de operação <i>buck</i> .	58
Figura 36 - Malha de controle do conversor no modo <i>buck</i> .	59
Figura 37 - Inversor que emula o <i>Synchronverter</i> , incluindo o filtro LCL e o <i>chopper</i> .	60
Figura 38 - Sistema eólico proposto.	61
Figura 39 - Distribuição de C_p em função da sua TSR para diversos tipos de rotores.	63
Figura 40 - Perfil de vento.	64
Figura 41 - Modelagem feita no <i>software</i> PSCAD baseada nas Equações (34) a (40).	65
Figura 42 - Potência de saída do Gerar 246.	65
Figura 43 - Fonte de tensão controlada.	66
Figura 44 - Sistema fotovoltaico proposto.	67
Figura 45 - Espelhamento da curva característica do módulo fotovoltaico.	68
Figura 46 - Perfil de temperatura.	70
Figura 47 - Perfil de irradiação solar.	70
Figura 48 - Modelagem feita no <i>software</i> PSCAD baseada nas Equações (41) a (44).	71
Figura 49 - Potência de saída dos módulos.	72
Figura 50 - Curva de carga média diária de consumidores residenciais.	75
Figura 51 - Frequência na microrrede.	76
Figura 52 - Velocidade angular virtual do <i>Synchronverter</i> .	76
Figura 53 - Tensão de fase e de pico no barramento da microrrede.	77
Figura 54 - Tensão 3 \emptyset instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 12,49 s a 12,56 s.	77
Figura 55 - Tensão 3 \emptyset instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 32,49 s a 32,56 s.	77
Figura 56 - Tensão 3 \emptyset instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 40,5 s a 40,58 s.	78
Figura 57 - Excitação de campo do <i>Synchronverter</i> .	79
Figura 58 - Correntes no barramento CA da microrrede no eixo d.	80
Figura 59 - Correntes no barramento CA da microrrede no eixo q.	80

Figura 60 - Corrente instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 12,49 s a 12,58 s.	81
Figura 61 - Corrente instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 32,49 s a 32,58 s.	81
Figura 62 - Correntes instantâneas no barramento CA da microrrede.	82
Figura 63 - Potência ativa na microrrede.....	82
Figura 64 - Potência reativa na microrrede.	83
Figura 65 - Tensão no <i>link</i> CC que alimenta o <i>Synchronverter</i>	83
Figura 66 - Tensão da bateria.	84
Figura 67 - Corrente do banco de baterias.....	84
Figura 68 - Potência do banco de baterias.....	85

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Valores das constantes utilizadas no <i>Synchronverter</i>	48
Tabela 2 - Parâmetros utilizados para o cálculo do filtro LCL.	49
Tabela 3 - Parâmetros do filtro LCL calculados.....	50
Tabela 4 – Valores dos parâmetros do conversor adotados pela referência [33].	56
Tabela 5 - Parâmetros dos controladores utilizados para o conversor adotado.....	61
Tabela 6 - Características do aerogerador GERAR 246.....	62
Tabela 7 - Parâmetros dos controladores utilizados na malha de controle PQ constante.	66
Tabela 8 - Características do módulo AC-250P/156-60S.	67
Tabela 9 - Constantes c_1 , c_2 , c_3 e c_4 do módulo AC-250P/156-60S.	69
Tabela 10 - Valores adotados para a referência de potência ativa nas microfontes fotovoltaica e eólica.....	74
Tabela 11 - Perfil de carga adotado na microrrede.....	75
Tabela 12 - Operações da microrrede.....	75

Nomenclatura

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CCa – Controlador de Carga

CM – Controle da Microgeração

CCMR – Central de Controle da Microrrede

CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

CSI – *Current Source Inverters*

CT – Centro Tecnológico

GD – Geração Distribuída

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PI – Proporcional Integral

PLL – *Phase Locked Loop*

PWM – *Pulse-Width Modulation*

UFES – Universidade Federal do Espírito Santo

VSG – *Virtual Synchronous Generator*

VSI – *Voltage Source Inverters*

SIN – Sistema Interligado Nacional

SPWM – *Sinusoidal Pulse-Width Modulation*

TSR – *tip speed ratio*

Capítulo 1: Introdução

Os últimos anos vêm se caracterizando por várias mudanças no setor elétrico, sendo a entrada crescente de unidades de geração de energia através de fontes renováveis um grande fator responsável. Estas mudanças ocorreram, e ainda estão em andamento, principalmente devido às condições ambientais e econômicas.

No Brasil, o suprimento de energia elétrica em muitas comunidades isoladas, independentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), como por exemplo em ilhas marítimas, é muito precário. Em algumas dessas comunidades o fornecimento de energia elétrica é realizado usando grupos moto-geradores a diesel que operam em média de 3 a 4 horas por dia, impactando diretamente na qualidade de vida e desenvolvimento social dessas pessoas [1].

Uma das alternativas que está sendo implementada para melhorar a qualidade de vida das pessoas que residem em comunidades isoladas, é a geração proveniente das microfontes fotovoltaica e eólica, objetivando a substituição dos grupos moto-geradores a diesel, que além de poluidores e barulhentos, têm um custo elevado de geração.

No Brasil, a produção de energia elétrica proveniente dos ventos se localiza em sua maioria nas regiões litorâneas [2], já a energia elétrica proveniente do sol se localiza em toda extensão territorial do país [3], porém, com características de radiação solar e temperatura particulares em cada região. Assim, a probabilidade de uma comunidade isolada ter potencial de energia renovável suficiente para geração de energia elétrica é real.

A Geração Distribuída pode ser caracterizada por serem centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência e qualquer tipo de fonte, com instalações ligadas diretamente ao sistema de distribuição de energia elétrica, podendo operar conectadas à rede ou isoladas conforme conveniência [4].

Uma melhor forma de visualizar o potencial da geração distribuída é adotando uma abordagem de sistema que veja a geração e suas cargas associadas como um subsistema, ou uma microrrede [5]. Assim, surge a oportunidade de se fazer uso das microrredes, que são o agrupamento de gerações distribuídas, conversores eletrônicos, cargas e armazenadores de energia que trabalham de forma coordenada possibilitando a criação de referência de tensão e frequência, possibilitando a geração e o consumo de energia elétrica em condições de operação isolada do sistema principal ou operando sempre como um sistema isolado.

Apesar da grande capacidade de produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis que existe no Brasil, implementar uma rede elétrica isolada não é uma tarefa

simples, porque essa rede deverá ser capaz de operar sem uma referência vinda de um sistema forte com grande característica inercial. No caso da operação em corrente alternada (CA), a amplitude da tensão e a frequência elétrica devem ser controladas conforme normas de qualidade de energia.

Para uma operação isolada é fundamental a utilização de armazenadores de energia elétrica como, por exemplo, um banco de baterias, assim a microrrede não deixará de produzir energia elétrica devido à sazonalidade das fontes renováveis em uso. Uma vez que exista sol e vento, o banco de baterias poderá se carregar através de um conversor CC-CC bidirecional, caso contrário a energia entregue às cargas será retirada da bateria.

A estratégia de controle proposta nesta dissertação é a criação de referência interna da microrrede isolada através de uma máquina síncrona virtual, técnica conhecida na literatura como gerador síncrono virtual (*Virtual Synchronous Generator* - VSG) [6]. Para isso, utiliza-se um inversor que emula o comportamento de um gerador síncrono, também conhecido como *Synchronverter*.

Fazer com que um inversor da microrrede imite o comportamento de geradores síncronos garante uma maior estabilidade inercial ao sistema, aumentando a estabilidade da tensão e da frequência no barramento CA da microrrede.

Possibilitar que um inversor imite o comportamento de geradores síncronos torna-se importante porque à medida que as fontes de geração não síncronas e não inerciais de pequeno porte assumam uma porcentagem considerável da capacidade de geração em uma microrrede, a estabilidade inercial do sistema será prejudicada aumentando a possibilidade de ocorrer variações de tensão e de frequência frente a distúrbios, tornando o sistema instável e inseguro para o consumidor ao ponto de danificar algum equipamento [7].

A grande vantagem de utilizar a estratégia de controle baseado no comportamento de geradores síncronos acontece pelo seguinte princípio: se houver a possibilidade de controlar uma fonte não inercial de geração de energia através de um inversor de frequência de modo que este sistema, fonte mais inversor, possua um comportamento dinâmico equivalente ao de uma máquina síncrona, o conversor passa a atuar no sistema como uma unidade de geração com sintetização de inércia, ou inércia virtual. [8].

Além do uso de um inversor para garantir a referência de tensão e frequência da microrrede, se faz necessária a utilização de um inversor para cada microgeração para a sincronização da referência de tensão e frequência de modo que as microgerações possam injetar potência ativa e/ou reativa na microrrede. Neste trabalho, os inversores utilizados nas microgerações serão controlados utilizando um controle de injeção de potência constante

(PQ Constante), que tem o objetivo de controlar as saídas de potência ativa e reativa dos inversores [9].

Esta dissertação apresenta uma modelagem feita no EMTDC/PSCAD de uma microrrede composta de cargas, banco de baterias, conversores CC-CC, inversores de frequência, turbina eólica e painéis solares situada no Centro Tecnológico (CT VI) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES).

1.1 Objetivos

Objetivo Geral

Utilizar um gerador síncrono virtual como estratégia de controle para o provimento de referência de tensão e frequência em microrredes isoladas.

Objetivos Específicos

- Desenvolver um modelo computacional para analisar a estabilidade de uma microrrede operando isolada;
- Estudar o funcionamento dos conversores CC-CC bidirecionais para efetuar o controle do fluxo de potência do banco de baterias;
- Implementar o gerador síncrono virtual como referência interna para a microrrede isolada;
- Verificar a validade dos conversores e controles propostos através de resultados obtidos através de simulação computacional.

1.2 Revisão de literatura técnica

Os trabalhos relacionados ao tema desta dissertação e utilizados como base para o desenvolvimento da mesma, apresentam conceitos e características das microrredes, inclusive as estratégias de controle utilizadas nos conversores de potência da microrrede.

Em [1] é apresentada uma microrrede isolada situada na Ilha dos Lençóis no nordeste do Brasil. A microrrede é composta por um gerador a diesel, microfonte eólica, microfonte fotovoltaica, um banco de baterias, cargas e conversores CC-CC, CC-CA e CA-CC. Toda energia gerada é depositada em um banco de baterias, a alimentação das cargas é realizada

por dois inversores ligados em paralelo, que direcionam potência do banco baterias para as cargas no barramento CA da microrrede. A referência de tensão e frequência é criada através do controle *Droop*. O gerador a diesel é utilizado apenas quando o banco de baterias estiver com descarga profunda e, neste caso, o gerador a diesel assume a alimentação das cargas. Na topologia proposta, o fluxo de potência entre o barramento CA e o banco de baterias não é bidirecional, uma vez que a energia gerada na microrrede é entregue diretamente para o banco de baterias, assim, a potência flui apenas do banco de baterias para o barramento CA.

Em [5] é visto que a utilização da geração distribuída individualmente pode ser uma solução para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis, entretanto pode causar problemas para o sistema elétrico de potência devido a possíveis distúrbios inseridos pelas microfontes não inerciais. Afirma-se também em [5] que uma melhor maneira de enxergar o potencial de geração distribuída é tomando uma abordagem de sistema que visualiza a geração e as cargas associadas como uma microrrede. Assim, durante distúrbios, a microrrede pode se separar do sistema de distribuição para operar ilhada, melhorando o gerenciamento sobre as gerações distribuídas. O controle proposto para o inversor criador de rede é o *droop*, utilizado quando a microrrede entra no modo de operação ilhada.

Na referência [9] é analisado o controle dos inversores em cascata. O controle PQ apresentado, em especial, foi utilizado no controle dos inversores que fazem a interface com as microfontes com o objetivo de injetar potência ativa no barramento CA da microrrede proposta.

Em [11] é visto que uma das soluções para a recuperação do sistema após um desligamento devido a algum problema na rede da concessionária de energia elétrica é a utilização de um conjunto de microrredes com a capacidade de criação de referência de tensão e frequência, possibilitando um rápido *black start*, retomando rapidamente à alimentação das cargas. O controle adotado nos inversores que fazem a interface com as microfontes é o controle PQ, já o controle adotado para o inversor criador de rede é o controle *droop*.

Na referência [30] é apresentado um controle para inversores intitulado como *Synchronverter*. Este controle possibilita que um inversor imite o comportamento de uma máquina síncrona. O controle apresentado foi utilizado para a criação de tensão e frequência para o barramento CA da microrrede proposta. Este controle garante maior estabilidade inercial para a microrrede, já que o *Synchronverter* insere inércia no sistema, fazendo com que o sistema veja o inversor como uma máquina síncrona.

Nas referências [33] e [34] é apresentado um conversor CC-CC quadrático bidirecional *buck-boost* com alto ganho nos dois modos de operação: *buck* e *boost*. Utilizou-

se este conversor neste trabalho porque ele é muito bem adaptado para situações que requerem alto ganho de tensão. O conversor foi utilizado para controlar o fluxo de potência no banco de baterias.

1.3 Organização da Dissertação

O trabalho foi dividido em seis capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais temas que são abordados por cada um deles.

No Capítulo 1 foram apresentados a motivação, os objetivos e a organização deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma visão geral de microrredes, mostrando estruturas típicas e conceitos fundamentais.

O Capítulo 3 apresenta a modelagem referente à parte mecânica e elétrica de uma máquina síncrona para a criação do diagrama de controle do *Synchronverter* proposto, possibilitando a criação de referência de tensão e frequência para a microrrede.

O Capítulo 4 apresenta a microrrede proposta, situada no Centro Tecnológico (CT VI) localizado na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), e sua modelagem utilizando o *software* EMTC/PSCAD.

O Capítulo 5 é voltado para a utilização do *Synchronverter* na microrrede proposta modelada no PSCAD. O capítulo termina apresentando os resultados de simulação obtidos.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas no trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros que podem ser realizados.

O Apêndice A apresenta o código utilizado para o Rastreamento do Máximo Ponto de Potência implementado no PSCAD.

O Apêndice B apresenta a produção científica obtida com o trabalho.

Capítulo 2: Microrredes

2.1 Estrutura Básica e Conceitos Fundamentais

O conceito de microrrede foi proposto como uma solução para o controle e integração de um número grande de microgerações. A microrrede coordena de forma inteligente o conjunto de microfones, cargas, conversores eletrônicos e armazenadores de energia de tal forma que são vistos como um subsistema. Ela pode operar de forma ilhada ou interligada com a concessionária de energia elétrica e de modo isolado (autônoma) [10]. A Figura 1 apresenta uma estrutura convencional de uma microrrede.

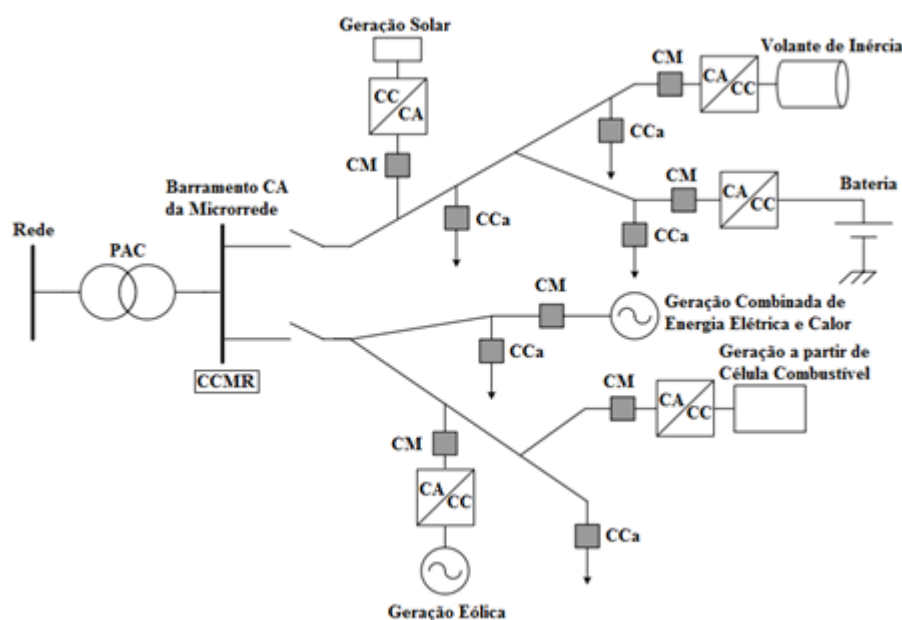


Figura 1 - Estrutura típica de uma microrrede com barramento CA.
(Fonte: Referência [11] modificada pelo autor)

Analisando a Figura 1 percebe-se diversas características de uma microrrede convencional. Ela é composta por diversas microfontes, ficando claro a possibilidade de utilização de diferentes tipos de microgerações em uma microrrede. São apresentadas microfontes como solar, eólica, célula combustível e geração combinada de energia elétrica e calor. Além das microfontes também se observa armazenadores de energia como o Volante de Inércia e a Bateria.

A microrrede da Figura 1 está conectada com a rede principal no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), sendo que o PAC só existe em microrredes que operam interligadas, em microrredes isoladas não há a necessidade dele.

Cada microfonte da microrrede da Figura 1 possui um sistema de controle, CM (Controle da Microgeração). Este controle é responsável por controlar a quantidade de potência que será injetada na microrrede. As cargas também precisam ser controladas porque, dependendo do modo de operação da microrrede, a potência gerada pode ser menor que a potência necessária para as cargas e, por isso, os sistemas de controle das cargas, CCa (Controle de Carga), devem ser usados caso seja necessário efetuar rejeição de cargas. Por fim, existe a CCMR (Central de Controle da Microrrede) que é responsável pelo perfeito funcionamento da microrrede em seus diversos modos de operação [11].

Ainda analisando a Figura 1, percebe-se três fatores importantes acerca da adequação das tensões geradas pelas microfones para que as mesmas possam ser acopladas no barramento CA da microrrede:

- 1°. A tensão gerada pelas microfones nem sempre precisará passar por conversores eletrônicos, como é o caso da Geração Combinada de Energia Elétrica e Calor, porque são geradas tensão e frequência idênticas às do barramento CA da microrrede;
- 2°. Independentemente da microfonte gerar em corrente contínua ou em corrente alternada ela poderá ser utilizada na microrrede. Devido ao grande avanço da eletrônica de potência, atualmente pode-se converter uma fonte de corrente contínua para corrente alternada ou vice-versa através de conversores eletrônicos cuja tecnologia já está madura;
- 3°. Mesmo que uma microfonte gere em corrente alternada, não significa que ela poderá ser ligada diretamente ao barramento CA da microrrede, como é o caso da microfonte eólica. Para que se tenha o controle da geração é necessário que a conexão seja baseada em conversor. Neste caso, pode-se usar um conversor *back-to-back* que consiste em um retificador controlado ligado a um inversor através de um *link CC*. Um exemplo de utilização desse conversor pode ser visto na Figura 2.

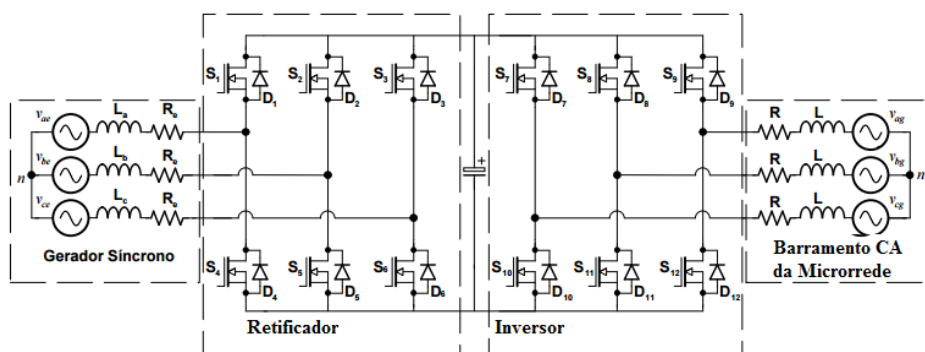


Figura 2 - Conversor *back-to-back*.

(Fonte: Referência [12] modificada pelo autor)

Uma microrrede tem a capacidade de se isolar do sistema da concessionária de distribuição durante desligamentos ou blecautes, sendo este modo de operação denominado ilhamento. Quando conectada à rede principal, uma microrrede está sujeita ao ilhamento, que pode ocorrer de modo intencional ou não.

O ilhamento não intencional geralmente ocorre devido a falhas na rede elétrica ou desligamentos do sistema principal, já o ilhamento intencional ocorre, por exemplo, quando o consumo de energia elétrica das concessionárias de distribuição torna-se economicamente menos viável ou menos estável [13].

Da mesma maneira que uma microrrede tem a capacidade de operar ilhada, ela também tem a capacidade de operar isolada (autônoma); nestes casos, além da capacidade de prover sua própria referência de tensão e frequência, a microrrede deverá ter a habilidade de rejeitar cargas caso a geração não seja suficiente para supri-las.

Para o desenvolvimento deste trabalho será considerada uma microrrede isolada situada no Centro Tecnológico (CT VI) na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), com distribuição de energia elétrica em corrente alternada e isolada da rede principal; por este motivo as únicas topologias de microrredes isoladas que serão estudadas serão as que fornecem para o consumidor energia elétrica em corrente alternada.

2.1.1 Topologias de uma Microrrede Isolada com Fornecimento em CA

O tipo de topologia a ser empregada em uma microrrede isolada depende de uma série de fatores, tais como a demanda da carga, que pode ser proveniente de uma única residência ou de uma comunidade alvo do atendimento, dos recursos disponíveis para instalação e manutenção do sistema de geração e distribuição de energia elétrica, do espaço físico para instalação das microfontes, questões relacionadas com segurança, conservação dos equipamentos de geração e outros [14].

Geralmente, as microrredes isoladas com distribuição de energia elétrica em CA, podem se enquadrar em um dos três tipos:

- Microrredes com todas as microfontes interligadas a um barramento centralizado em corrente contínua, havendo a necessidade de um conversor CC-CA para converter a tensão do barramento CC, conforme Figura 3;
- Microrredes com todas as microfontes interligadas a um barramento centralizado em corrente alternada, conforme Figura 4;

- Microrredes com geração distribuída e com as microfontes interligadas a um barramento distribuído em CA, conforme Figura 5.

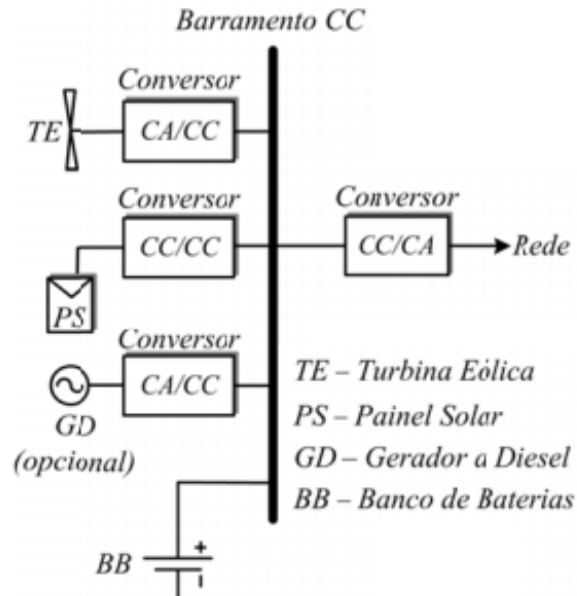


Figura 3 - Microrrede com Barramento CC e distribuição CA.
(Fonte: Referência [14] modificada pelo autor)

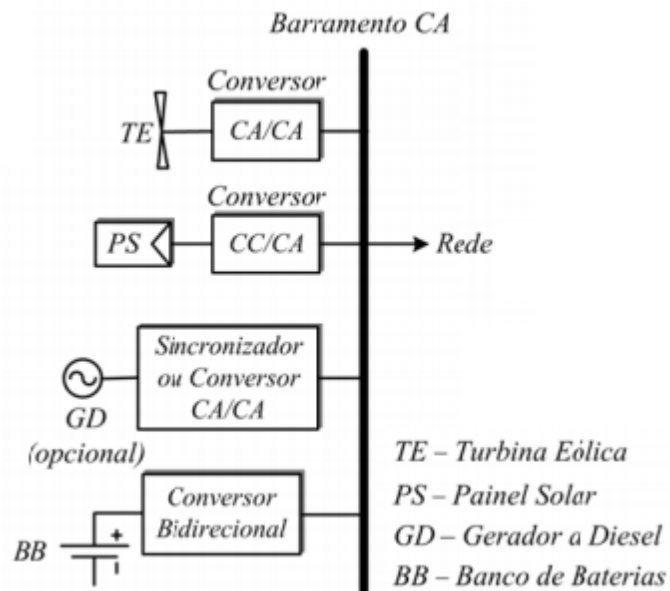


Figura 4 - Microrrede com Barramento CA e distribuição CA.
(Fonte: Referência [14] modificada pelo autor)

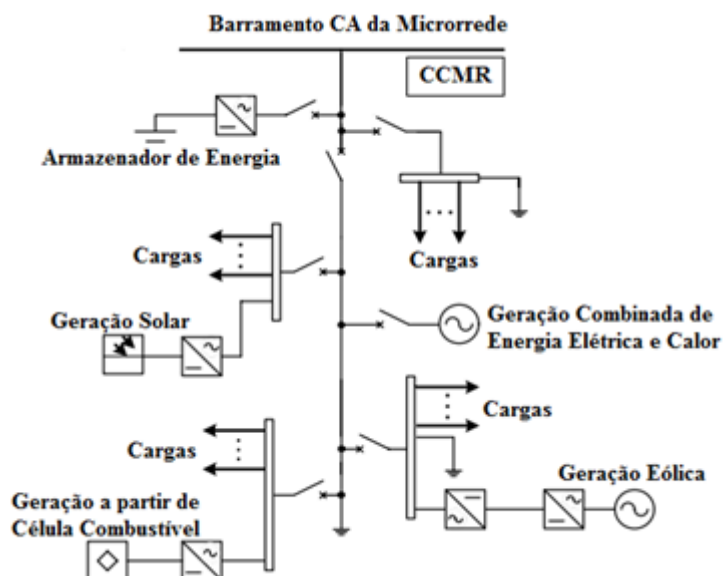


Figura 5 - Microrrede com Barramento CA com geração distribuída.
(Fonte: Referência [15] modificada pelo autor)

A Figura 3 exibe uma microrrede isolada de barramento CC. Nesta topologia a conexão das microfontes e armazenadores de energia é realizada através de conversores CA-CC e CC-CC. Já as Figuras 4 e 5 exibem uma microrrede isolada de barramento CA. Nestas topologias a conexão das microfontes e armazenadores de energia é realizada através de conversores CC-CA e CA-CA.

2.2 Microfontes

As fontes de geração de energia elétrica de uma microrrede são chamadas de microfontes, em sua maioria são fontes alternativas e renováveis. As microfontes que se destacam são: a fotovoltaica, a eólica, a célula a combustível, a microcentral hidrelétrica e a microturbina a biogás.

A microrrede considerada para o desenvolvimento dessa dissertação só é composta pelas microfontes fotovoltaica e eólica, por este motivo, somente elas serão objeto de estudo desse trabalho.

2.2.1 Microfonte Fotovoltaica

O sol é o responsável pelo fornecimento da maior fonte de energia disponível no nosso planeta. Essa energia é indispensável para a existência de vida na terra e é o ponto de partida para a realização de processos químicos e biológicos, podendo ser utilizada de várias maneiras, como, por exemplo, na produção de energia térmica e elétrica [16].

A energia fotovoltaica é a conversão direta da energia solar em elétrica por meio de um dispositivo fotovoltaico, conhecido como célula solar ou célula fotovoltaica; esse dispositivo é composto por um semicondutor que converte a energia solar em eletricidade. A Figura 6(a) exibe uma célula fotovoltaica.

Uma célula fotovoltaica individualmente não é capaz de produzir uma energia considerável, existindo a necessidade de agrupá-las em associações série e paralelo formando um módulo fotovoltaico. Um exemplo de módulo pode ser visualizado na Figura 6(b). Geralmente um único módulo fotovoltaico também não é capaz de suprir a demanda de energia necessária para uma grande demanda de consumo, assim, esses módulos também são conectados em série e paralelo: a Figura 6(c) exibe uma *string* contendo 5 módulos fotovoltaicos.

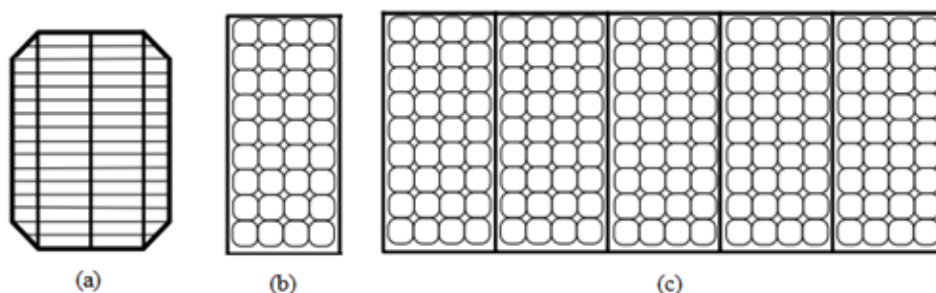


Figura 6 - a) Célula fotovoltaica, b) Módulo fotovoltaico composto de 36 células fotovoltaicas e c) *String* contendo 5 módulos fotovoltaicos.

(Fonte: Referência [17] modificada pelo autor)

Os principais fatores que influenciam a produção de energia elétrica de um módulo fotovoltaico são a temperatura e a intensidade de radiação solar. Analisando as Figuras 7 e 8 percebe-se que a corrente gerada é diretamente proporcional à intensidade de radiação e pouco muda com a variação de temperatura, a tensão é inversamente proporcional com a temperatura e pouco muda com a variação de intensidade de radiação.

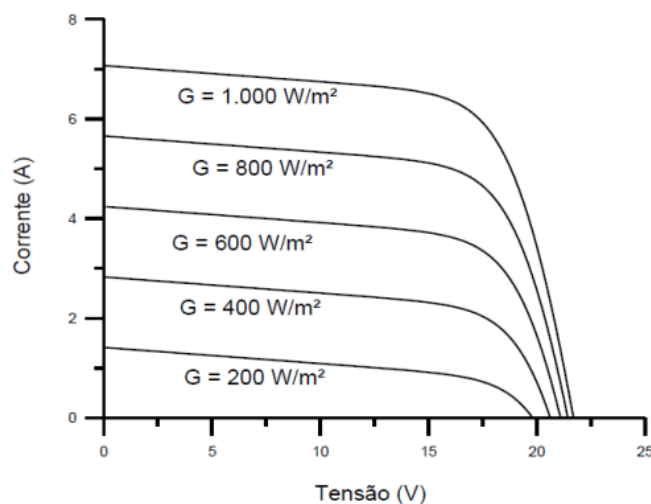


Figura 7 - Influência da intensidade de radiação solar na operação do módulo fotovoltaico.
(Fonte: Referência [18])

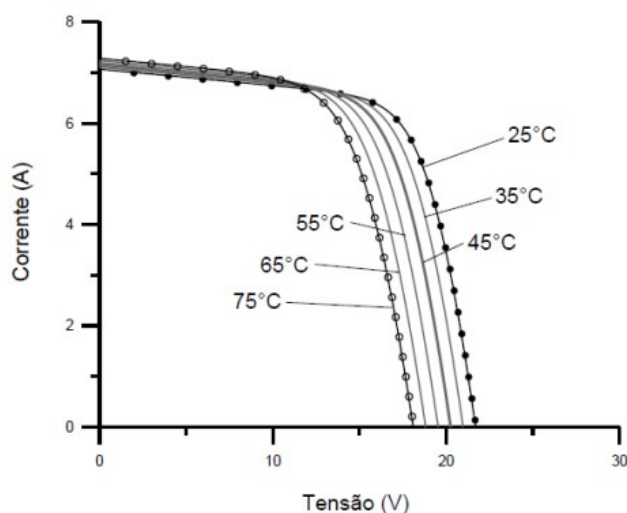


Figura 8 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico.
(Fonte: Referência [18])

A geração de energia em módulos fotovoltaicos acontece em nível CC e, como dito anteriormente, depende da intensidade de radiação solar e temperatura. Geralmente utiliza-se um conversor *boost* para aumentar a tensão gerada pelos módulos para prover alimentação para o inversor, que converte para CA a energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos. Uma topologia típica pode ser visualizada na Figura 9.

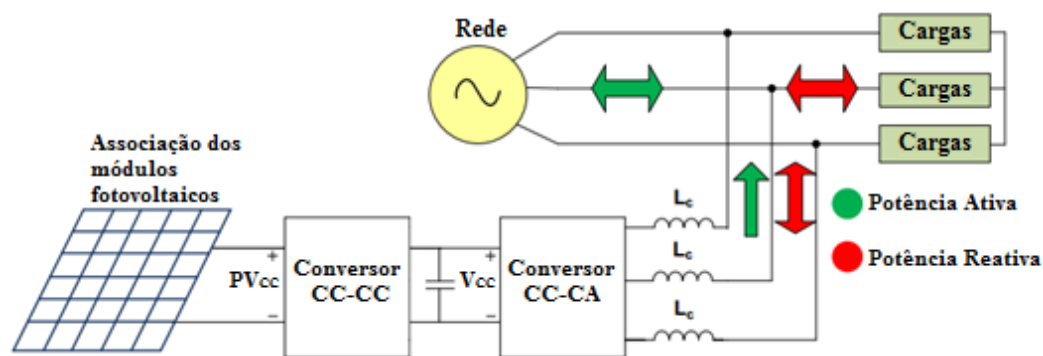


Figura 9 - Sistema fotovoltaico interligado a rede.
(Fonte: Referência [19] modificada pelo autor)

Vale ressaltar que a topologia da Figura 9 pode ser utilizada em microrredes interligadas com a rede da concessionária de energia elétrica, bem como em uma microrrede isolada (autônoma), podendo ter, ou não, o uso de uma bateria. No Brasil, sistemas conectados à rede da concessionária não podem trocar reativos entre carga e o Conversor CC-CA, devido Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A grande vantagem de um sistema fotovoltaico é a baixa complexidade da sua implementação contribuindo para aumentar a participação da microfonte fotovoltaica na matriz energética brasileira.

Mesmo com todo potencial energético solar e a tendência para ser a microfonte do futuro, há algumas dificuldades na implementação de um sistema fotovoltaico. Uma das principais dificuldades é ainda o elevado custo dos módulos fotovoltaicos e principalmente do inversor que faz a interface com a rede. O avanço tecnológico e a maior participação no mercado de empresas que oferecem produtos associados a um sistema fotovoltaico, tornam este sistema de geração cada vez mais acessível, porém ainda com preços elevados. Por outro lado, uma vez adquiridos, o custo com manutenção desse sistema é relativamente baixo, sendo que a expectativa de vida dos módulos é de aproximadamente 20 anos, das baterias de 10 anos e do inversor de 5 anos [20].

2.2.2 Microfonte Eólica

A energia eólica é a energia cinética transferida a partir das massas de ar em movimento, ou seja, é a energia transferida pelo vento. A energia cinética do vento é convertida em energia elétrica através das turbinas eólicas. Um modelo de turbina eólica pode ser visto na Figura 10.

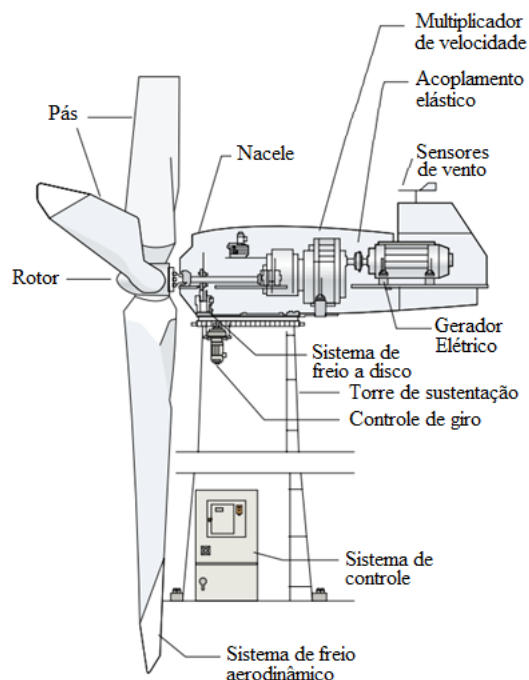


Figura 10 - Desenho esquemático de uma turbina eólica.
(Fonte: Referência [21] modificada pelo autor)

Analisando a Figura 10 percebe-se que uma turbina eólica é um sistema relativamente complexo e para se obter um perfeito e seguro funcionamento esse sistema necessitará de um controle. O controle destina-se à: orientação do rotor, controle de velocidade, controle de carga, etc. Existem diversos tipos de mecanismos de controle, podendo ser: mecânicos (velocidade, passo e freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle de carga) [22].

As turbinas eólicas modernas utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência ao valor da potência nominal do gerador. Estes controles são conhecidos como controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*).

O controle de passo é utilizado sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada devido à um aumento da velocidade do vento. O controle de passo é composto por um sistema ativo que muda a inclinação das pás, girando-as em torno do seu eixo longitudinal. Alterando a inclinação das pás há a possibilidade de aumentar ou diminuir as forças aerodinâmicas atuantes. A Figura 11 exibe a curva de potência de uma turbina eólica com controle de passo (*Pitch*).

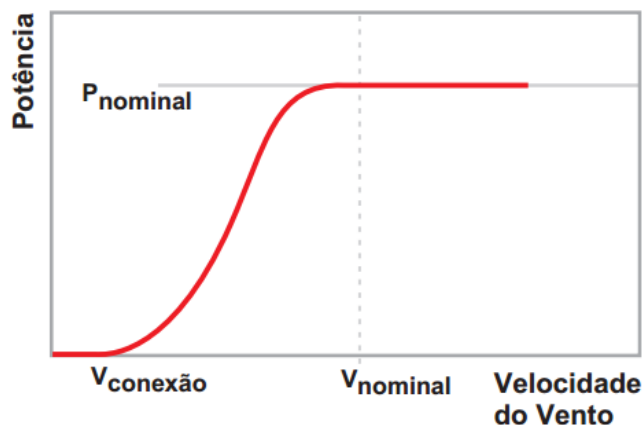


Figura 11 - Curva de potência de uma turbina eólica com controle de passo.
(Fonte: Referência [22])

O controle estol é mais fácil de ser implementado que o controle de passo, pois não existe um sistema de controle das pás, ele é um controle passivo que reage à velocidade do vento, as pás do rotor são fixas em um determinado ângulo de passo e não podem girar em torno do seu eixo longitudinal. Assim como no controle de passo, um dos principais objetivos da implementação do controle estol é fazer com que o gerador produza potência em torno da nominal.

A escolha do ângulo de passo depende das características de cada gerador, pois o ângulo de passo é ajustado de maneira que a potência nominal do gerador não seja ultrapassada devido a um aumento da velocidade do vento, caso isso aconteça, o escoamento do vento em torno do perfil da pá descola da superfície da pá fazendo com que a velocidade do rotor não aumente, em outras palavras, é como se as pás do rotor ignorassem uma quantidade de vento superior a nominal. A Figura 12 exibe a curva de potência de uma turbina eólica com controle estol (*Stall*).

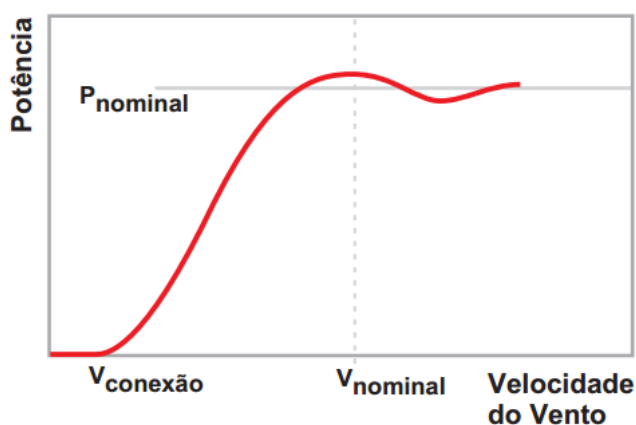


Figura 12 - Curva de potência de uma turbina eólica com controle estol.
(Fonte: Referência [22])

A energia eólica representa um percentual muito baixo dentro da matriz energética brasileira, somente 7,3% [23], apesar da grande abundância de vento. Uma das principais dificuldades é o custo com equipamentos, porém, estimativas conservadoras indicam que o custo de uma turbina eólica moderna está em torno de US\$ 1000,00 por kW instalado [21].

Os custos de operação e manutenção variam de US\$ 0,015 a US\$ 0,02 por kWh, após dez anos de operação. Os recentes avanços tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas) têm reduzido os custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos, portanto, espera-se que a energia eólica venha a se tornar muito mais competitiva economicamente na próxima década [21].

2.3 Armazenadores de Energia

Os armazenadores de energia são essenciais para o perfeito funcionamento de uma microrrede. Quando uma microrrede opera ilhada ou isolada (autônoma) é necessário a utilização de um armazenador de energia, pois algumas microfontes não são capazes de manter níveis de tensão e frequência constantes devido a certas sazonalidades, como é o caso da microfonte fotovoltaica durante períodos sem irradiância solar significativa, ou da microfonte eólica durante a ausência de vento.

Os armazenadores de energia suprem a ausência momentânea da produção de energia de algumas microfontes, garantindo que as cargas continuem sendo alimentadas, mesmo com a sazonalidade que algumas fontes apresentam na geração, mantendo a qualidade de energia elétrica da microrrede.

A Figura 13 mostra a diferença entre a curva média de consumo das cargas e a curva de geração tomando como exemplo uma microrrede isolada que possui um banco de baterias e uma microfonte fotovoltaica. Neste exemplo fica clara a importância do armazenador de energia, haja vista que a geração fotovoltaica não ocorre durante todo o período do dia, fazendo com que o banco de baterias supra a demanda da carga compensando a característica de sazonalidade da microfonte fotovoltaica.

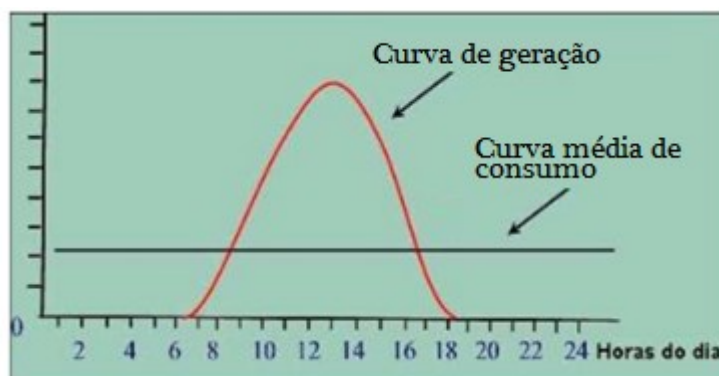


Figura 13 - Curva de procura de carga x curva de produção do sistema.
(Fonte: Referência [24], modificada pelo autor)

Como acontece nas microfontes, os armazenadores de energia em uma microrrede operam em conjunto com os conversores eletrônicos, a diferença é que os armazenadores de energia possuem fluxo de potência bidirecional, assim, podem injetar ou absorver potência da microrrede, dependendo da relação entre geração e consumo. Pode-se carregar o dispositivo armazenador de energia utilizando um conversor CC-CC bidirecional ou conversor CA-CC.

Alguns dos principais elementos armazenadores de energia são: as baterias químicas, os supercapacitores e o volante de inércia [25]. A microrrede considerada para o desenvolvimento deste trabalho só é composta por baterias como elementos armazenadores, por este motivo, somente elas serão objeto de estudo dessa dissertação.

2.3.1 Baterias

A bateria é o dispositivo armazenador de energia elétrica mais encontrado em microrredes devido ao seu bom custo-benefício e fácil implementação; ela converte energia química em energia elétrica através de uma reação eletroquímica de oxido-redução. Essa reação acontece quando uma carga é conectada aos terminais da bateria, fazendo com que elétrons sejam transferidos de um eletrodo a outro, resultando em uma corrente elétrica.

Existem diversos tipos de bateria, que se classificam de acordo com o material utilizado em sua confecção. Os que se destacam são: as baterias de íons de lítio (Li-ion), as baterias de chumbo ácido, as baterias de níquel-cádmio (Ni-cd) e níquel-hidreto metálico (Ni-HM). Uma bateria pode ser dividida em três partes principais [17]:

- Anodo: eletrodo negativo que envia elétrons para o circuito externo e sofre oxidação durante a reação eletroquímica;

- Catodo: eletrodo positivo que recebe elétrons do circuito externo e sofre redução durante a reação eletroquímica;
- Eletrólito: meio onde ocorre a transferência de íons entre anodo e catodo.

Ao se conectar uma carga nos terminais da bateria, inicia-se a operação de descarga com os elétrons fluindo do anodo, passando pela carga até chegarem ao cátodo, conforme exibe a Figura 14(a). A operação de carga ocorre quando os elétrons fluem do cátodo passando por uma fonte de energia até chegarem ao anodo, conforme mostrado na Figura 14(b). Para que ocorra a operação de carga, a tensão da fonte de energia deve ser maior que a tensão da bateria, caso contrário, a bateria enxergaria a fonte de energia como uma carga.

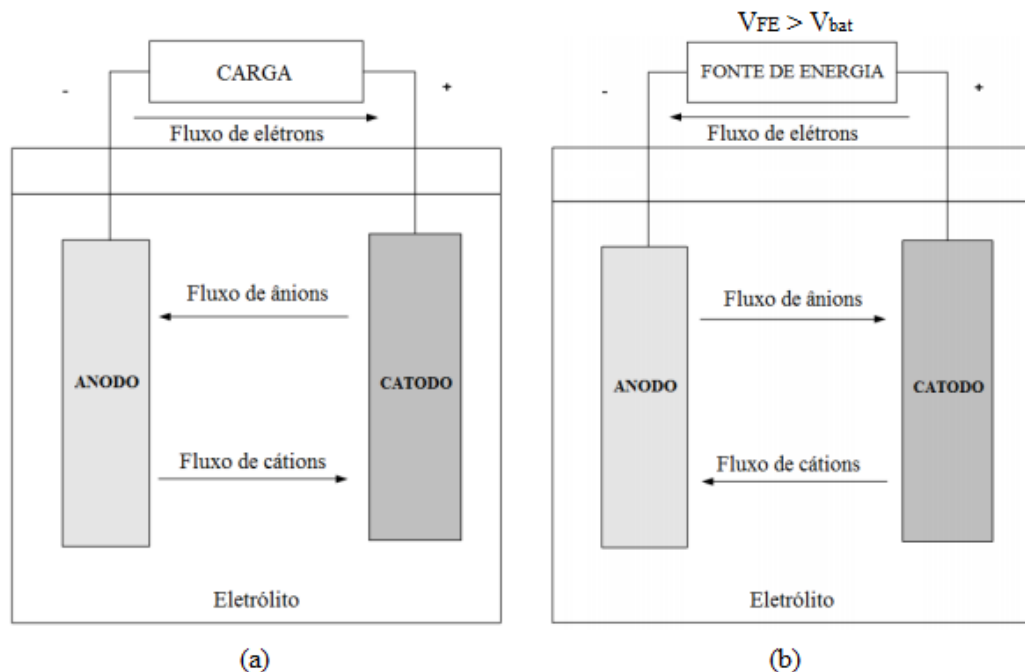


Figura 14 - a) Operação de descarga de uma bateria, b) Operação de carga de uma bateria.
(Fonte: Referência [17] modificada pelo autor)

A escolha correta do tipo e da quantidade de baterias usadas em um sistema autônomo é importante para garantir o perfeito funcionamento deste sistema e assegurar um longo tempo de vida útil às baterias. A associação das baterias em série e paralelo é denominada banco de baterias.

Em uma microrrede é comum fazer uso de um banco de baterias para se enquadrar aos requisitos de projeto, porque, normalmente, uma bateria individualmente não os cumpriria. Através da associação das baterias pode-se mudar os valores de: tensão nominal, corrente

nominal e capacidade do conjunto. As baterias mais comuns que são associadas em série e paralelo são as de chumbo ácido e as de níquel-cádmio [26].

2.4 Inversores

2.4.1 Principais Características do Inversor

O inversor, também conhecido como inversor de frequência, ou até mesmo como conversor CC-CA, é o equipamento que realiza a conversão de corrente contínua para corrente alternada. Existem inversores que funcionam com sua entrada alimentada em tensão, conhecidos como *Voltage Source Inverters* (VSI) e outros que funcionam com sua entrada alimentada em corrente, conhecidos como *Current Source Inverters* (CSI).

Como os inversores da microrrede estudada são todos VSI, o CSI não será objeto de estudo neste trabalho. Os tipos de forma de onda mais comuns dos inversores são: onda quadrada, onda senoidal modificada e onda senoidal. As diferentes formas de onda de saída podem ser visualizadas na Figura 15.

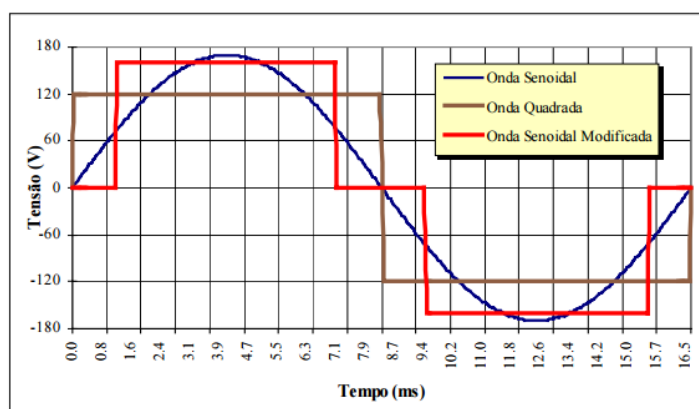


Figura 15 - Formas de onda: quadrada, senoidal modificada e senoidal.
(Fonte: Referência [27])

A escolha da forma de onda na saída do inversor é limitada apenas pela aplicação. Inversores que alimentam cargas cuja entrada é um retificador, como no caso dos computadores, não precisam fornecer uma forma de onda senoidal porque o funcionamento deste tipo de carga não é alterado pela forma de onda da alimentação, além disso, um inversor de onda quadrada é muito mais barato que um inversor de onda senoidal porque seu circuito de chaveamento é de baixa complexidade se comparado com o de onda senoidal. A estrutura do inversor é a mesma para os três formatos de onda de saída, logo, o que os tornam

diferentes são as estratégias de chaveamento empregadas. A Figura 16 mostra um esquemático de um VSI trifásico.

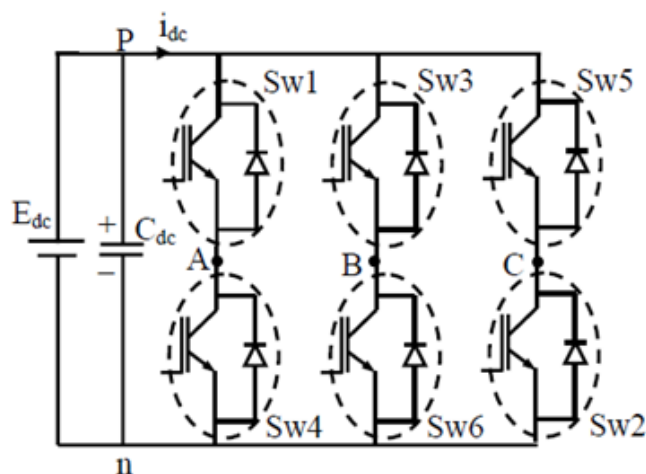


Figura 16 - Esquemático de um inversor trifásico a três braços.
(Fonte: Referência [28])

Os inversores empregados em microrredes devem ter em sua saída uma forma de onda senoidal, pois os mesmos devem ter como uma de suas funções a capacidade de sincronização com o barramento CA interno ou da concessionária de energia. A maneira mais usada no controle do chaveamento para obtenção da forma de onda senoidal é através da utilização de algum tipo de técnica de chaveamento por *Pulse-Width Modulation* (PWM).

A modulação PWM consiste basicamente na comparação de um sinal de referência (sinal modulante) com uma forma de onda triangular (portadora) de forma a gerar os sinais de disparo para as chaves eletrônicas. Como o objetivo é obter uma forma de onda senoidal com amplitude e frequência variáveis, o sinal de referência a ser comparado com a portadora deverá ser senoidal, neste caso, chama-se o esquema de chaveamento de *Sinusoidal Pulse width Modulation* (SPWM) [8].

A tensão e a frequência de saída do inversor podem ser controladas empregando a modulação SPWM com o objetivo de gerar o sinal de chaveamento para uma fase do inversor; este sinal é obtido pela comparação de uma forma de onda triangular de amplitude fixa, com uma forma de onda senoidal desejada, conforme exibido na Figura 17.

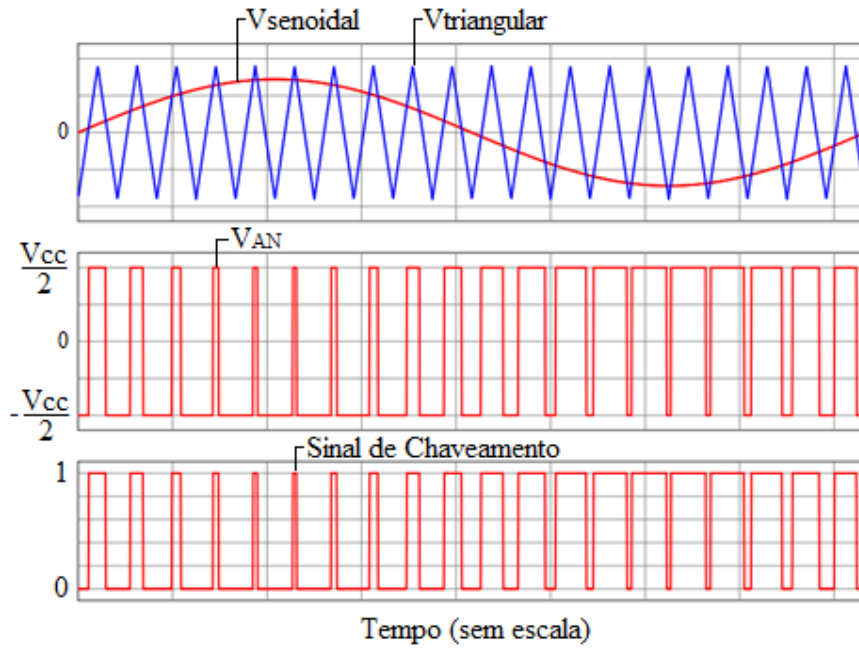


Figura 17 - Exemplo de modulação SPWM.
(Fonte: Fonte: produção do próprio autor)

Em inversores trifásicos é necessário utilizar três referências senoidais defasadas de 120° e novamente compará-las com uma portadora triangular, assim, obtém-se os sinais de chaveamento devidamente defasados de 120° para cada fase do inversor. Utilizando a Equação (1) pode-se calcular o índice de modulação para cada fase:

$$m_a = \frac{A_{senoidal}}{A_{triangular}} \quad (1)$$

sendo m_a o índice de modulação, $A_{senoidal}$ a amplitude do sinal modulante e $A_{triangular}$ a amplitude da portadora. Se $m_a < 1$, a amplitude da componente fundamental da tensão de saída para cada fase pode ser encontrada utilizando a Equação (2):

$$V_{AN_{pico}} = m_a \frac{V_{cc}}{2} \quad (2)$$

sendo $V_{AN_{pico}}$ a amplitude da componente fundamental da tensão de saída para cada fase do inversor e V_{cc} a tensão de alimentação do inversor em CC. Se $m_a \geq 1$, a Equação (2) não poderá ser mais utilizada, porque $V_{AN_{pico}}$ não aumentará mais proporcionalmente com m_a , nesse caso, chama-se essa condição de sobremodulação.

2.4.2 Modos de Operação dos Inversores

Os inversores desempenham o papel mais importante no processo da estabilidade nas microrredes que operam ilhadas ou isoladas. Pelo menos um inversor é utilizado para criar referência de tensão e frequência semelhante ao que a rede principal faz com um sistema conectado, os demais inversores são utilizados em conjunto com as microfontes para possibilitar a injeção de potência ativa e/ou reativa no barramento CA da microrrede. Por este motivo, esses inversores operam em um dos dois modos de operação; na literatura esses modos de operação são conhecidos como: *grid-forming* e *grid-following* [29].

O inversor que opera no modo *grid-forming* é o responsável pela criação de referência de tensão e frequência do barramento CA da microrrede. Esse nome se caracteriza porque o inversor tem a característica de formador de rede.

O inversor que opera no modo *grid-following* é utilizado na interface entre as microfontes e o barramento CA da microrrede, com o objetivo de injetar potência ativa e/ou reativa no barramento CA da microrrede. Esse nome se caracteriza porque o inversor “segue” o ângulo da rede criado pelo inversor que opera em *grid-forming* através de um circuito PLL (*Phase Locked Loop*), tornando possível uma sincronização, possibilitando a injeção de potência ativa e/ou reativa no barramento CA da microrrede.

Uma microrrede que opera ilhada ou isolada deverá ter a capacidade de prover sua própria referência de tensão e frequência, uma vez que, nessas circunstâncias, não é possível realizar uma sincronização com a rede da concessionária de energia elétrica.

A estratégia de controle para que o inversor opere no modo *grid-forming* escolhida para este trabalho é a criação de referência através de um gerador síncrono virtual, que é um inversor que imita um gerador síncrono, e como este, consegue estabelecer uma referência de tensão e frequência para a microrrede, fazendo com que o sistema o enxergue como uma máquina síncrona. Esta técnica garante maior estabilidade inercial à microrrede, porque a modelagem do gerador síncrono virtual utiliza o comportamento mecânico dos geradores síncronos, possibilitando a sintetização de inércia à microrrede. Essa característica é importante para que as microfontes não inerciais possam ser utilizadas em conjunto com o gerador síncrono virtual sem que a estabilidade inercial do sistema seja prejudicada, mantendo os níveis de tensão e frequência seguros.

A estratégia de controle adotada para que o inversor opere no modo *grid-following* foi o controle PQ constante, que tem o objetivo de controlar as saídas de potência ativa e reativa dos inversores que são previamente escolhidas como referência de controle. Na Figura 18 é

possível visualizar a malha de controle PQ constante utilizada. Um desacoplamento cruzado das malhas de corrente é realizado, resultando na separação do controle de potência ativa e reativa de forma independente.

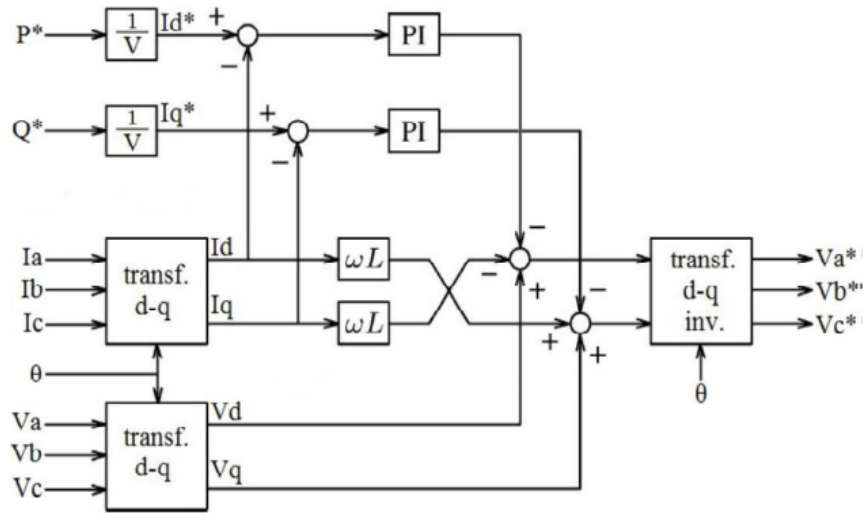


Figura 18 - Malha de controle PQ constante.
(Fonte: Referência [9], modificada pelo autor)

Na Figura 18, P^* é a referência de potência ativa, Q^* a referência de potência reativa, I_{abc} a corrente trifásica injetada na microrrede, V_{abc} a tensão trifásica da rede, θ o ângulo da rede referente a fase **a**. I_{dq} a corrente I_{abc} no referencial dq, V_{dq} a tensão V_{abc} no referencial dq, ω a frequência angular da rede e L a indutância da linha entre a saída do inversor e o barramento CA da microrrede.

Devido à utilização do controle vetorial e a necessidade de sincronização com a tensão trifásica do barramento CA da microrrede, é preciso utilizar um circuito de sincronismo capaz de detectar com precisão o ângulo das fases do conjunto de tensões geradas pelo inversor que opera no modo *grid-forming*. Para esta tarefa são necessários circuitos que utilizam o conceito de *Phase Locked Loop* (PLL) para obtenção do ângulo da rede.

O circuito sincronizador escolhido foi o q-PLL por ter uma estrutura robusta e de fácil implementação. O q-PLL pode rejeitar altos níveis de ruído e harmônicos ou até mesmo desequilíbrios que estejam contidos nas tensões trifásicas. Considera-se que estão incluídas nas tensões as componentes de sequência positiva V_+ , sequência negativa V_- , e harmônicas V_{nh} [12].

O q-PLL detecta apenas o ângulo de fase da componente de sequência positiva, referenciada na fase **a**. Os ângulos das fases **b** e **c** são obtidos pela adição dos ângulos de -120° e 120° respectivamente. A componente de sequência negativa deve ser rejeitada, assim

como a componente de sequência zero que é eliminada utilizando transformadores ou a transformada de Clarke, assim, o q-PLL produz um sinal de saída sincronizado em fase com a componente fundamental de sequência positiva da tensão de entrada [12]. A Figura 19 exibe um diagrama de blocos do circuito sincronizador q-PLL. Os valores de frequência e fase, ω_c e θ_c respectivamente, são estimados pelo q-PLL, sendo θ_c o ângulo utilizado na malha de controle PQ da Figura 18.

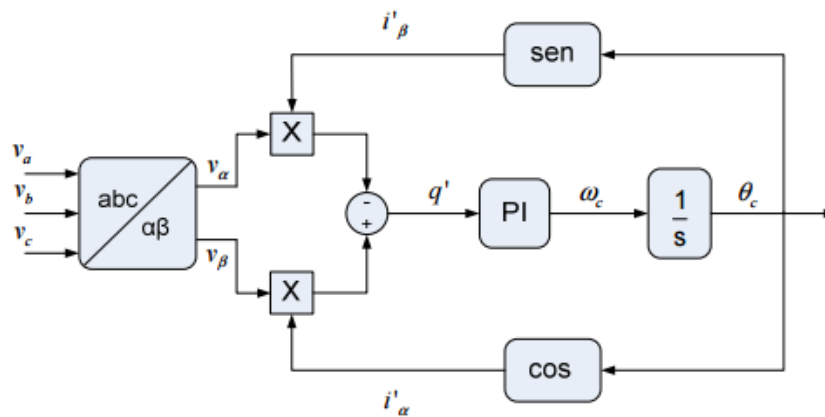


Figura 19 - Diagrama de blocos do circuito q-PLL de sincronização.
(Fonte: Referência [12], modificada pelo autor)

2.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os conceitos fundamentais das microrredes, sua estrutura básica e topologias com distribuição em corrente alternada. Apresentou-se as principais características das microfontes fotovoltaica e eólica e as principais características das baterias. Por fim, foi apresentado os dois modos de operação dos inversores situados em uma microrrede, o modo de operação *grid-forming* e o *grid-following* e a estratégia de controle adotada no modo de operação *grid-forming*.

Capítulo 3: Conversor para Referência - O *Synchronverter*

O gerador síncrono virtual empregado, também conhecido como *Synchronverter* foi baseado em [30]. O *Synchronverter* é uma estratégia de controle aplicada a inversores que busca emular as dinâmicas eletromecânicas de um gerador síncrono, logo, o sistema elétrico enxergará este conjunto, inversor-*synchronverter*, como uma máquina síncrona. Esta característica torna o *Synchronverter* capaz de estabelecer uma referência de tensão e frequência para a microrrede quando estiver operando de forma ilhada ou isolada. O *Synchronverter* é composto por um circuito de potência e um circuito de controle, isto é, um controlador responsável pela geração dos pulsos para as chaves do inversor conforme Figura 20. O controlador é composto por duas equações diferenciais referentes à parte mecânica e três equações algébricas referentes à parte elétrica da máquina síncrona.

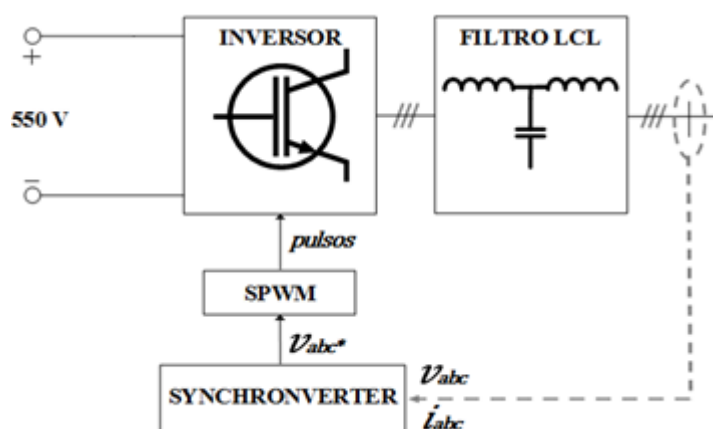


Figura 20 - Inversor implementando um gerador síncrono virtual, incluindo um filtro LCL.
(Fonte: produção do autor)

3.1 Modelagem do *Synchronverter* Proposto

No desenvolvimento do *Synchronverter* proposto, as seguintes suposições foram feitas:

1. O enrolamento trifásico no estator é simétrico;
2. As indutâncias do estator são constantes;
3. Não existem enrolamentos amortecedores no rotor;
4. Os enrolamentos do estator podem ser representados por um enrolamento concentrado;

5. O *Synchronverter* considera que o número de pares de polos para cada fase é um, portanto, a velocidade mecânica da máquina equivale a velocidade elétrica do campo eletromagnético;
6. Efeitos de saturação magnética são desprezados;
7. Não existem correntes de Foucault (correntes parasitas);

3.1.1 Modelagem da Parte Elétrica do *Synchronverter*

Na máquina síncrona a ser emulada, o enrolamento do rotor é considerado como uma bobina concentrada com autoindutância L_f e, do mesmo modo, os enrolamentos do estator são considerados bobinas concentradas tendo autoindutância L e indutância mútua M e são distribuídos simetricamente conforme Figura 21.

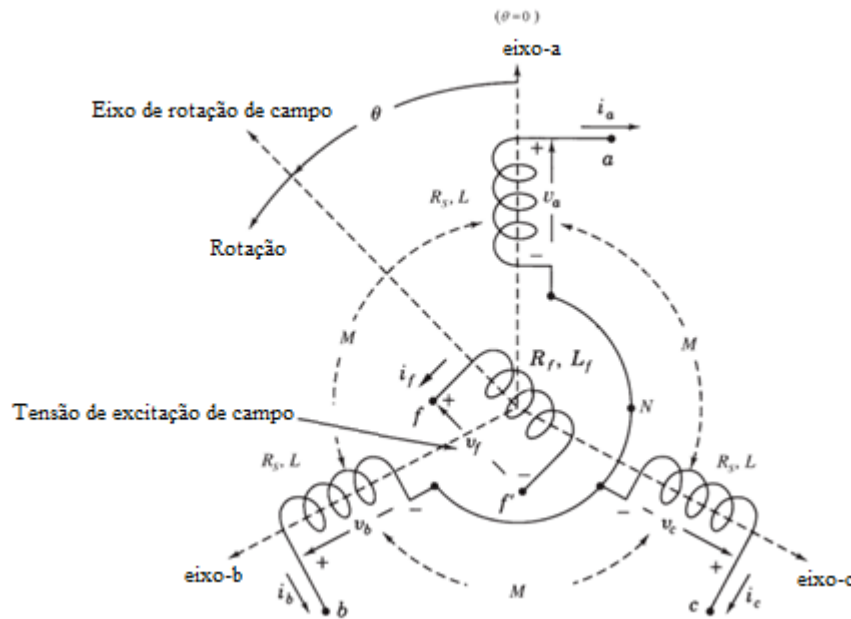


Figura 21 - Modelo elétrico da máquina síncrona proposta.
(Fonte: Referência [30] modificada pelo próprio autor)

As indutâncias mútuas M_{af} , M_{bf} e M_{cf} entre o enrolamento do rotor e cada um dos três enrolamentos do estator tem amplitude máxima M_f e variam com o ângulo θ do rotor, conforme as Equações (3) a (5).

$$M_{af} = M_f \cos(\theta) \quad (3)$$

$$M_{bf} = M_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \quad (4)$$

$$M_{cf} = M_f \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \quad (5)$$

Das Equações (3) a (5) pode-se encontrar os fluxos concatenados Φ_a , Φ_b e Φ_c no referencial de cada uma das três fases do estator e o fluxo concatenado Φ_f no rotor conforme Equações (6) a (9).

$$\Phi_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \quad (6)$$

$$\Phi_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \quad (7)$$

$$\Phi_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \quad (8)$$

$$\Phi_f = M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_f i_f \quad (9)$$

sendo i_a , i_b e i_c as correntes de cada fase do estator, e i_f a corrente de excitação do rotor. Os fluxos concatenados Φ_a , Φ_b , Φ_c e Φ_f , e as correntes i_a , i_b e i_c podem ser representados na forma matricial conforme as Equações (10) e (11) respectivamente.

$$\boldsymbol{\Phi} = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\boldsymbol{i} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (11)$$

Considerando que o neutro não esteja conectado, pode-se relacionar as correntes do estator conforme Equação (12), assim as equações do fluxo concatenado no estator e no rotor poderão ser reescritas conforme Equações (13) e (14).

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (12)$$

$$\Phi = L_s \mathbf{i} + M_f i_f \widetilde{\cos} \theta \quad (13)$$

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle \mathbf{i}, \widetilde{\cos} \theta \rangle \quad (14)$$

sendo $L_s = L + M$, $\langle ., . \rangle$ denota o produto interno em \mathbb{R}^3 e $\widetilde{\cos} \theta$ é:

$$\widetilde{\cos} \theta = \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}$$

Suponha-se que as resistências dos enrolamentos do estator sejam idênticas e denominada de R_s , assim a tensão nos terminais de fase pode ser escrita conforme Equação (15).

$$v = -R_s \mathbf{i} - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s \mathbf{i} - L_s \frac{d\mathbf{i}}{dt} + e \quad (15)$$

sendo e a força eletromotriz (fem) e é representada conforme Equação (16).

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin} \theta - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos} \theta \quad (16)$$

sendo $\widetilde{\sin} \theta$ igual a:

$$\widetilde{\sin} \theta = \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}$$

A tensão de excitação de campo pode ser escrita conforme Equação (17).

$$v_f = -R_f i_f - \frac{d\Phi_f}{dt} \quad (17)$$

Onde R_f é a resistência do enrolamento do rotor.

3.1.2 Modelagem da Parte Mecânica do *Synchronverter*

O controle do *Synchronverter* é baseado em duas equações diferenciais referentes à dinâmica mecânica da máquina síncrona, sendo normalmente chamadas de equação de oscilação mecânica. As duas equações diferenciais que regem o modelo do *Synchronverter* podem ser visualizadas nas Equações (18) e (19).

$$\ddot{\theta} = \frac{1}{J} (T_m - T_e - D_p \dot{\theta}) \quad (18)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (19)$$

sendo $\dot{\theta}$ a velocidade angular, $\ddot{\theta}$ a aceleração angular, J o momento de inércia, T_m o torque mecânico, T_e o torque eletromagnético, D_p o coeficiente de *droop* de frequência e θ o ângulo do rotor.

O cálculo do torque T_e começa com a Equação (20) que relaciona a energia E armazenada no campo magnético da máquina síncrona e considera que todo fluxo magnético produzido pela máquina é constante. A Equação (21) representa E .

$$T_e = - \left. \frac{\partial E}{\partial \theta} \right|_{i, i_f \text{ constante}} \quad (20)$$

$$E = \frac{1}{2} \langle \mathbf{i}, \mathbf{\Phi} \rangle + \frac{1}{2} i_f \Phi_f$$

$$E = \frac{1}{2} \langle \mathbf{i}, L_s \mathbf{i} + M_f i_f \widetilde{c\oslash s} \theta \rangle + \frac{1}{2} i_f (L_f i_f + M_f \langle \mathbf{i}, \widetilde{c\oslash s} \theta \rangle)$$

$$E = \frac{1}{2} \langle \mathbf{i}, L_s \mathbf{i} \rangle + M_f i_f \langle \mathbf{i}, \widetilde{c\oslash s} \theta \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \quad (21)$$

Substituindo a Equação (21) na Equação (20) e resolvendo a derivada, obtém-se a expressão de T_e conforme Equação (22).

$$T_e = -M_f i_f \left\langle \mathbf{i}, \frac{\partial}{\partial \theta} \widetilde{c\oslash s} \theta \right\rangle$$

Na Figura 22, as Equações (18) e (19) referem-se a parte mecânica e as Equações (22), (24) e (25) referem-se a parte elétrica da máquina síncrona, T_e é o torque eletromagnético, T_m o torque mecânico aplicado ao rotor, e a tensão trifásica gerada, θ o ângulo do rotor, Q a potência reativa, J o momento de inércia, i_f a corrente de excitação de campo, M_f a máxima indutância mútua entre os enrolamentos do estator e o enrolamento de campo, $\dot{\theta}$ a velocidade angular, $\dot{\theta}_n$ a referência de velocidade angular, $\ddot{\theta}$ a aceleração angular, D_p o coeficiente de *droop* de frequência, D_q o coeficiente de *droop* de tensão, $(1/K)$ o ganho para geração de $M_f i_f$, v_n a referência de tensão de pico da rede por fase, v a tensão trifásica de pico obtida após o filtro LCL.

Os valores de entrada de referência P_{set} e Q_{set} são utilizados somente quando o inversor opera no modo *grid-following*, com o objetivo de inserir inércia nas microfones não inerciais, por exemplo a microfonte fotovoltaica. Como o *Synchronverter* será o responsável pela criação de referência de tensão e frequência para a microrrede, P_{set} e Q_{set} ficam com a referência em 0 pu e as potências ativa e reativa do inversor são controladas pelas malhas adicionais de tensão e frequência para o ajuste de referência.

A potência ativa é controlada por uma malha de controle *droop* de frequência usando o coeficiente (D_p) como ganho de realimentação. Esta malha regula a velocidade virtual ($\dot{\theta}$) da máquina síncrona e cria o ângulo de fase (θ) para o sinal de controle e tem τ_f como uma constante de tempo do *loop* de frequência. Na Figura 22, a partir do valor da referência $\dot{\theta}_n$ é possível entrar com a referência de frequência da rede através da Equação (26). Caso seja desejado que a frequência da rede seja 60 Hz, deve-se ajustar $\dot{\theta}_n$ em 376,991 rad/s.

$$\dot{\theta}_n = 2\pi f \quad (26)$$

A potência reativa é controlada por uma malha de controle de tensão usando o coeficiente (D_q) como ganho de realimentação. Esta malha regula a excitação de campo $M_f i_f$, que é proporcional à amplitude da tensão gerada e tem τ_v como uma constante de tempo do *loop* de tensão. Na Figura 22, através do valor de referência V_n (tensão de pico da rede por fase) é possível entrar com a referência de tensão. Neste trabalho usou-se $V_n = 179,605$ V.

A saída de tensão e na Figura 22 é usada no chaveamento SPWM para controlar as chaves do inversor. Na saída do inversor existe um filtro LCL para filtrar os ruídos devido ao chaveamento dos IGBTs em alta frequência, resultando em uma forma de onda senoidal.

Na Figura 22, D_p é calculado pela variação de potência ativa no inversor por variação de frequência e é dependente de $\dot{\Theta}_n$ que é a referência de velocidade angular da rede. D_q é calculado pela variação de potência reativa no inversor por variação de tensão e é dependente de v_n que é a referência de tensão de pico da rede por fase, K é calculado pelo produto de D_q com $\dot{\Theta} \cdot \tau_v$. J é calculado pelo produto de D_p com τ_f . Os valores das constantes D_p , D_q , J e $1/K$ usados na simulação desenvolvida são idênticos aos valores adotados em [30], conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Valores das constantes utilizadas no *Synchronverter*.

CONSTANTES	VALORES
Coeficiente de <i>droop</i> de frequência (D_p)	0,2026
Coeficiente de <i>droop</i> de tensão (D_q)	117,88
Momento de Inércia (J)	0,1 [kg.m ²]
Ganho para geração de $M_f i_f$ ($1/K$)	0,00135

(Fonte: produção do autor)

3.2 Projeto do Filtro LCL

Para o perfeito funcionamento do *Synchronverter* é imprescindível a utilização de um filtro na saída do inversor. Neste trabalho optou-se pelo filtro LCL.

Como o chaveamento do inversor acontece em alta frequência, se não fosse utilizado algum filtro, a tensão de saída do inversor não seria senoidal, o que não é o ideal. Comparado com outros tipos de filtros, como os tradicionais indutores de chaveamento, o filtro LCL possui uma filtragem mais efetiva com valores de indutância menores, tornando o desenvolvimento do projeto mais simples e menos volumoso [8]. O esquemático de um filtro LCL pode ser visto na Figura 23.

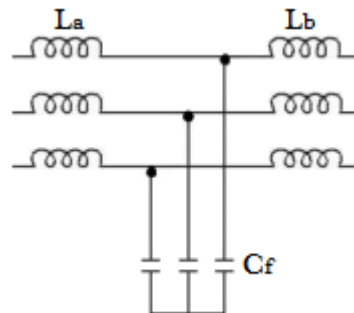


Figura 23 - Circuito do filtro LCL.
(Fonte: Referência [8])

A metodologia utilizada no desenvolvimento do circuito do filtro LCL pode ser encontrada na referência [31]. Para o desenvolvimento do filtro LCL é necessário calcular os valores das indutâncias L_a e L_b e o valor do capacitor C_f . Abaixo seguem as Equações (27) a (29) que possibilitam encontrar os parâmetros do filtro LCL.

$$L_a = \frac{e_f}{2\sqrt{6}f_s i_{ripple}} \quad (27)$$

$$L_b = 0,22L_a \quad (28)$$

$$C_f = 0,05 \frac{P_n}{2\pi f_n e^2} \quad (29)$$

sendo e_f a tensão nominal eficaz do filtro, f_s a frequência de chaveamento do conversor, i_{ripple} o *ripple* de corrente, P_n a potência do conversor e f_n a frequência da rede. Para o perfeito funcionamento, a frequência de ressonância (f_{res}) deve estar compreendida conforme Equação (30).

$$10f_n < f_{res} < 0,5f_s \quad (30)$$

A frequência de ressonância do filtro LCL empregado pode ser encontrado conforme Equação (31).

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_a + L_b}{L_a L_b C_f}} \quad (31)$$

Os parâmetros utilizados para o cálculo do filtro LCL podem ser visualizados na Tabela 2. A potência do conversor (P_n) foi escolhida baseado no valor da potência nominal do inversor situado na microrrede do Centro Tecnológico (CT VI) na UFES.

Tabela 2 - Parâmetros utilizados para o cálculo do filtro LCL.

PARÂMETROS	VALORES
Frequência de chaveamento (f_s)	10 [kHz]
Frequência da rede (f_n)	60 [Hz]
Potência do conversor (P_n)	5 [kVA]

(Fonte: produção do autor)

Os valores calculados para cada um dos componentes do filtro LCL podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros do filtro LCL calculados.

PARÂMETROS	VALORES
Indutor (L_a)	0,6914 [mH]
Indutor (L_b)	0,1521 [mH]
Capacitor (C_f)	13,7 [uF]

(Fonte: produção do autor)

Encontrados os parâmetros do filtro LCL, pode-se calcular através da Equação (31) a frequência de ressonância:

$$f_{res} = 3851 \text{ Hz}$$

Através da Equação (30) constata-se que a frequência de ressonância do filtro LCL está dentro dos limites aceitáveis conforme abaixo:

$$600 < f_{res} < 5000$$

3.3 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a modelagem do *Synchronverter* proposto, bem como as suposições consideradas para se chegar nas equações que regem seu modelo. Foi visto que o *Synchronverter* é um inversor que emula as dinâmicas eletromecânicas de um gerador síncrono de modo que o sistema elétrico enxergará o conjunto, inversor-*synchronverter*, como uma máquina síncrona. Este comportamento torna o *Synchronverter* capaz de estabelecer uma referência de tensão e frequência para a microrrede quando a mesma estiver operando de forma ilhada ou isolada. Por fim, foi apresentado o projeto de um filtro LCL, responsável pela filtragem do chaveamento em alta frequência do inversor, propiciando uma tensão senoidal na saída do filtro.

Capítulo 4: Microrrede Proposta

A microrrede proposta está sendo implementada no Centro Tecnológico (CT VI) na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) e é formada por: um banco de baterias de 120 V com capacidade de carga de 200 Ah, um conversor quadrático bidirecional *buck-boost*, um inversor que emula o comportamento da máquina síncrona, geração de energia fotovoltaica de 1,5 kWp, geração de energia eólica com 1,0 kW de potência máxima e tem como cargas três bancos de resistores de 100 W por fase, um ventilador de 100 VA com fator de potência atrasado $fp = 0,82$ e uma fonte de alimentação chaveada para computadores de 150 W. Através da Figura 24 pode-se visualizar a microrrede modelada no *software* PSCAD.

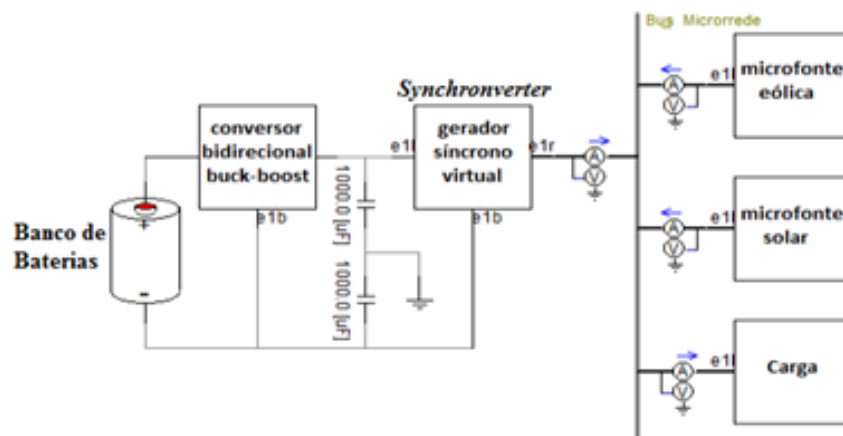


Figura 24 - Microrrede proposta modelado no *software* PSCAD.
(Fonte: produção do autor)

4.1 Banco de Baterias

O modelo da bateria do *software* PSCAD utilizado neste trabalho é baseado em [32]. O modelo proposto é uma abordagem geral na qual uma fonte ideal de tensão controlada, em série com uma resistência, é usada para modelar a bateria conforme Figura 25. O controle da tensão é baseado em uma equação não linear que utiliza o estado de carga e parâmetros da bateria para calcular sua tensão.

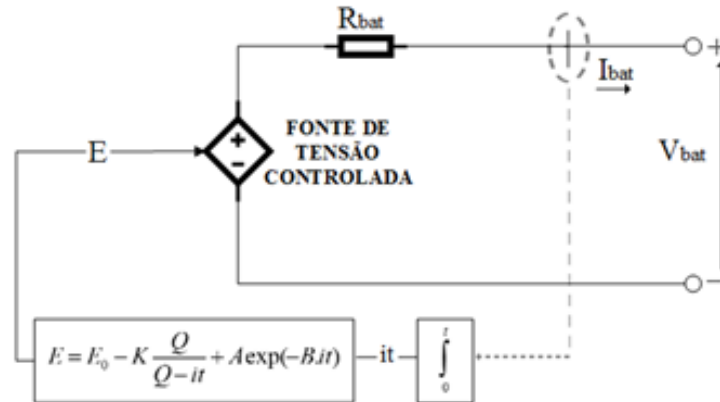


Figura 25 - Circuito equivalente da bateria de chumbo ácido.
(Fonte: Referência [32], modificada pelo autor)

Na Figura 25 E_0 é a tensão constante da bateria (V), K é a constante de polarização $(\text{Ah})^{-1}$, Q é a capacidade nominal da bateria (Ah), $\int_0^t idt$ é a carga atual da bateria (Ah), A é a amplitude da zona exponencial (V), B é a constante de tempo inversa da zona exponencial $(\text{Ah})^{-1}$, i é a corrente da bateria, t é o tempo e R_{bat} é a resistência interna da bateria.

Para utilizar o bloco da bateria no PSCAD existe a necessidade de se conhecer os valores de algumas constantes presentes na Figura 25 conforme mostra a Figura 26. Desta maneira, o próprio PSCAD calcula os valores das outras constantes que não são utilizadas como entrada na Figura 26. O PSCAD solicita os valores da tensão nominal da bateria, capacidade da bateria, condição inicial de carga da bateria em (%), tensão da bateria totalmente carregada, Q , R_{bat} , corrente de descarga nominal, A e B .

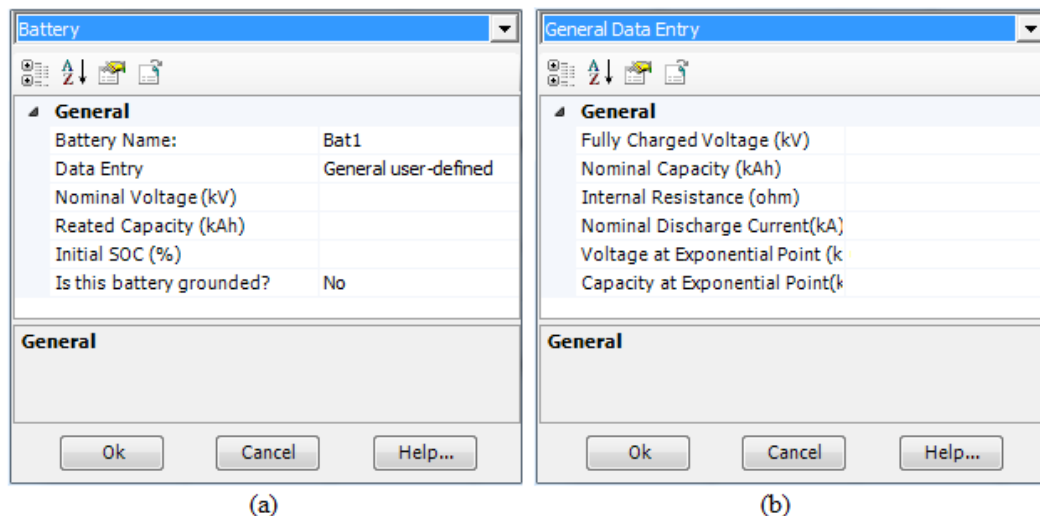


Figura 26 - a) Parâmetros referentes às características de projeto do banco de baterias, b) Constantes extraídas da curva de descarga do banco de baterias.
(Fonte: Software PSCAD, modificada pelo autor)

A Figura 26a apresenta os principais parâmetros de projeto de um banco de baterias, a saber: tensão nominal da bateria em (kV), capacidade da bateria em (kAh) e a condição inicial de carga da bateria em (%). Os parâmetros apresentados na Figura 26b são obtidos através de ensaios, sendo geralmente encontrados no *datasheet* da bateria através das curvas típicas de descarga. Como a bateria que será empregada na microrrede ainda não foi escolhida, optou-se por utilizar um modelo genérico oferecido pelo *software* Matlab, através do bloco de bateria do Simulink.

O bloco de bateria do Simulink possibilita a obtenção dos valores dos parâmetros necessários da Figura 26b de maneira simples, para isso o programa solicita como entrada os parâmetros da Figura 26a que são requisitos de projeto. Como resultado, o Simulink traça as curvas típicas de descarga da bateria, a partir das quais se encontram as constantes contidas na Figura 25. Após utilização dessa ferramenta, foi possível obter a curva típica de descarga utilizando os parâmetros da Figura 27a. Os valores dos parâmetros calculados pelo Simulink podem ser visualizados na Figura 27b e a curva de descarga traçada pelo Simulink pode ser visualizada na Figura 28a e 28b.

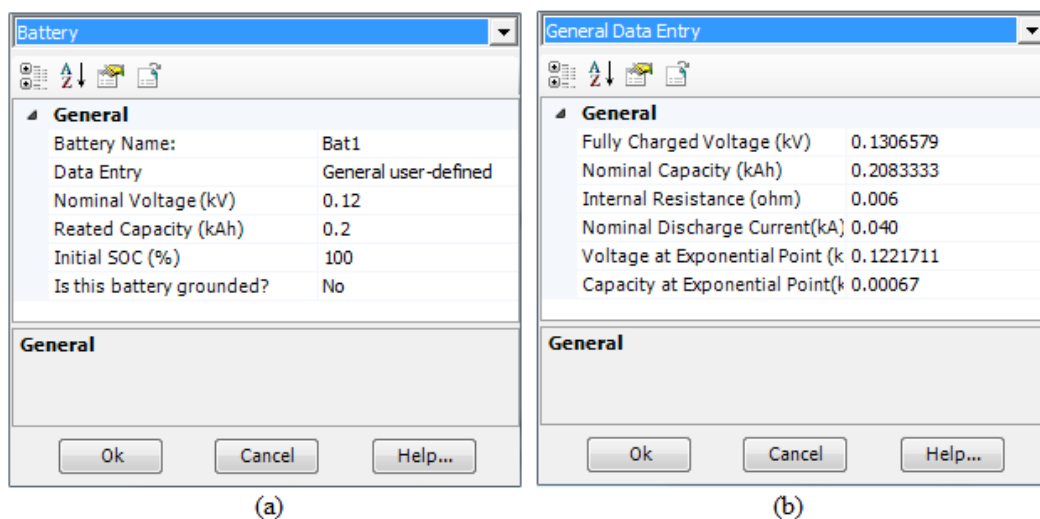


Figura 27 - a) Parâmetros escolhidos referentes as características de projeto do banco de baterias, b) Constantes calculadas pelo Simulink.

(Fonte: *Software* PSCAD, modificada pelo autor)

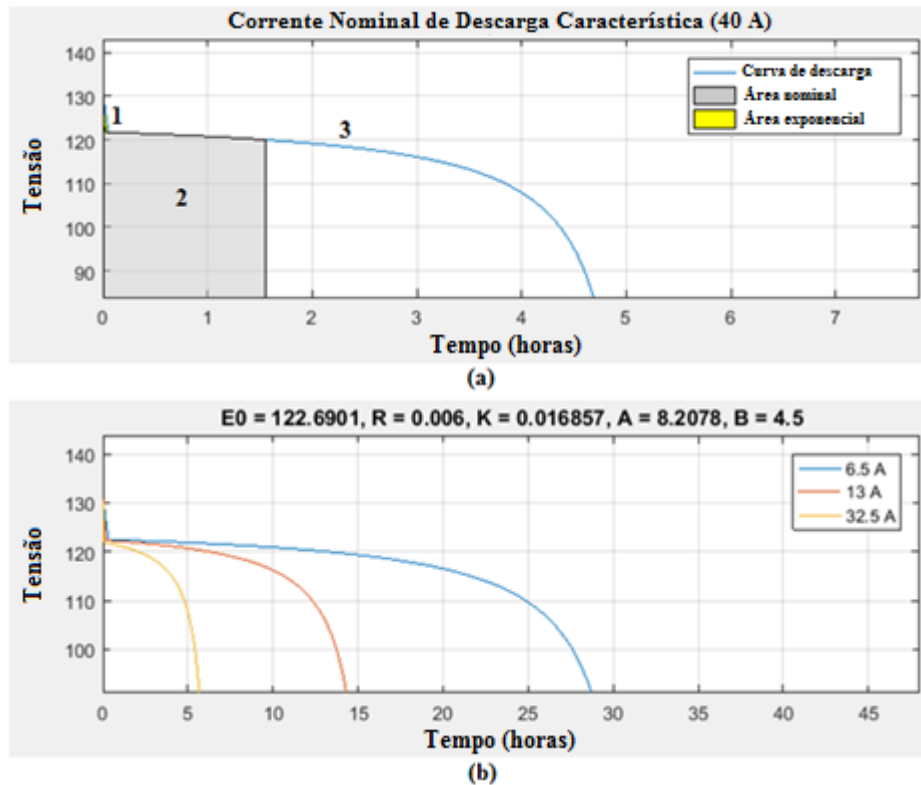


Figura 28 - a) Curva típica de descarga da bateria projetada, b) Diferentes valores de corrente de descarga.
(Fonte: *Software Simulink*, modificada pelo autor)

Analisando a Figura 28a tem-se a seção 1 que representa a queda de tensão exponencial quando a bateria está totalmente carregada, dependendo do tipo de bateria essa seção é mais ou menos ampla. A seção 2 representa a carga que pode ser extraída da bateria até cair abaixo da tensão nominal da bateria. Por fim, a seção 3 representa a descarga total da bateria, nesse ponto a tensão cai rapidamente, logo, não é aconselhável permitir que a tensão da bateria chegue nesse ponto. Já a Figura 28b representa algumas curvas típicas de descarga em função do tempo para diferentes valores de corrente de descarga.

4.2 Conversor CC-CC Bidirecional

O conversor bidirecional *buck-boost* utilizado foi do tipo quadrático, que é um conversor CC-CC muito bem adaptado para aplicações nas quais necessita-se de um alto ganho de tensão. O conversor empregado foi baseado em [33] e [34]. Ele foi utilizado no controle do ciclo de carga e descarga do banco de baterias. Na literatura o conversor adotado é comumente representado conforme as Figuras 29 e 30. Vale ressaltar que se trata da mesma topologia.

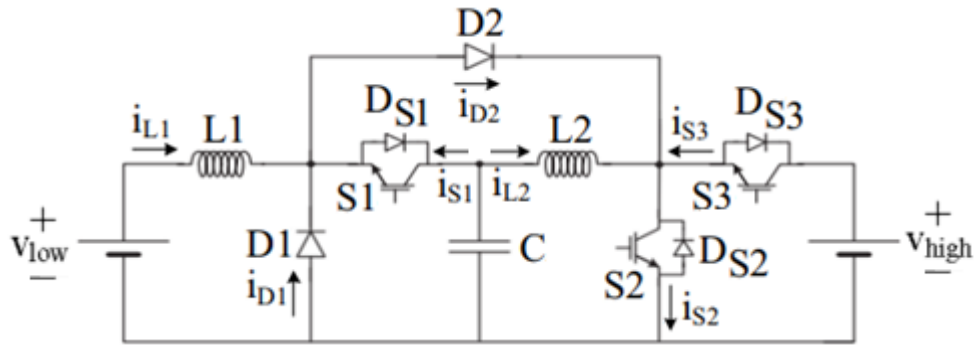


Figura 29 - Conversor quadrático bidirecional utilizado em [33].
(Fonte: Referência [33], modificada pelo autor)

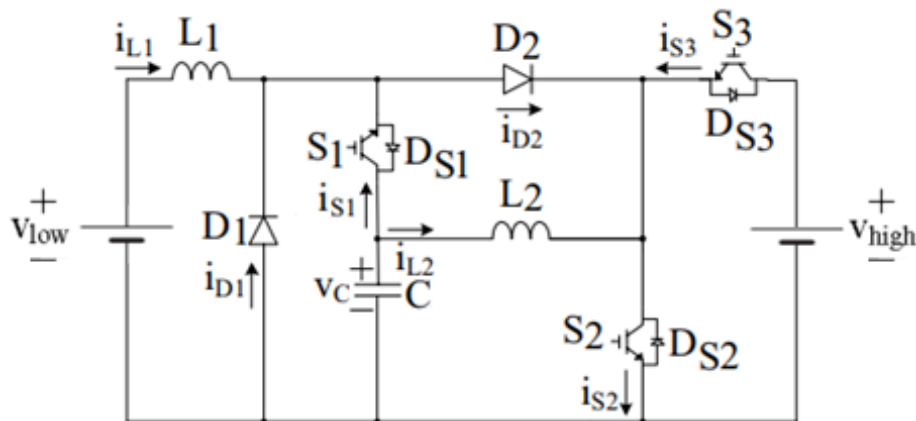


Figura 30 - Conversor quadrático bidirecional utilizado em [34].
(Fonte: Referência [34], modificada pelo autor)

O conversor adotado tem característica quadrática porque o capacitor C é utilizado como um armazenador de energia intermediário, tanto no modo de operação *buck* quanto no modo de operação *boost*. Segundo [33], a escolha do capacitor e dos indutores que compõem o conversor adotado foram obtidos após a realização de vários testes, assim, esses parâmetros foram obtidos empiricamente. Não foi encontrado, até o momento pelo autor, uma referência na literatura que tenha desenvolvido a modelagem do conversor utilizado.

Como a modelagem do conversor utilizado não é o foco desse trabalho e os parâmetros da referência [33] usado nas simulações garantiram que o conversor proposto operasse com condução de corrente contínua nos dois modos de operação, optou-se por escolher os mesmos parâmetros da referência [33], uma vez que esses parâmetros garantiram resultados satisfatórios. Os valores dos parâmetros do conversor adotados pela referência [33] podem ser visualizados na Tabela 4.

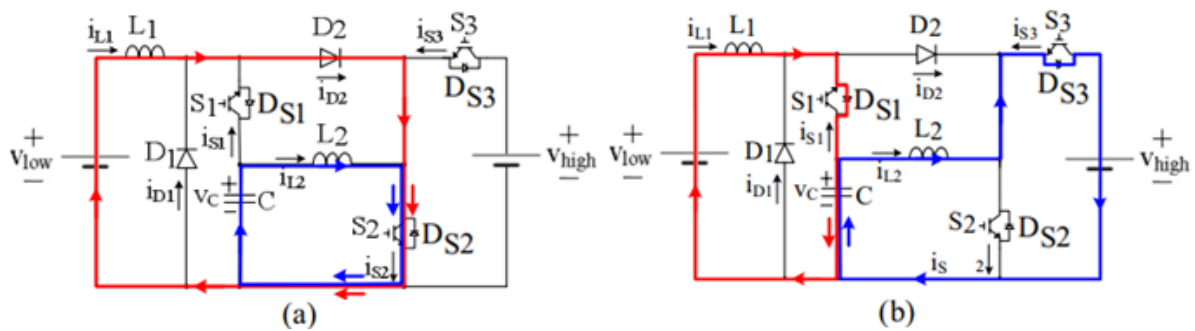
Tabela 4 – Valores dos parâmetros do conversor adotados pela referência [33].

PARÂMETROS	VALORES
Indutor (L_1)	1,0 [mH]
Indutor (L_2)	1,0 [mH]
Capacitor (C)	100,0 [uF]

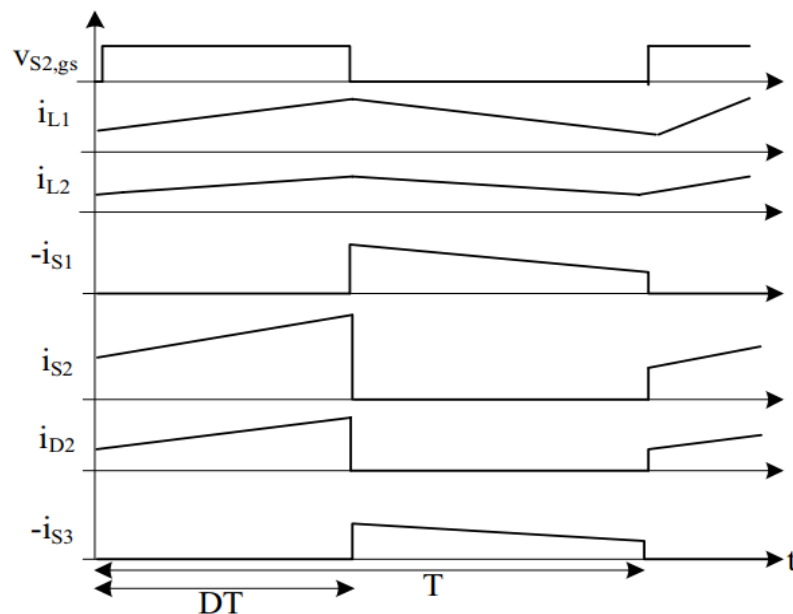
(Fonte: produção do autor)

4.2.1 Modo de Operação *Boost*

Quando o conversor proposto opera no modo *boost*, as chaves S_1 e S_3 permanecem sempre desligadas. O lado de alta tensão do conversor é controlado através do ciclo de trabalho da chave S_2 . No modo de operação *boost* o conversor opera em dois estágios. O circuito correspondente a cada um dos estágios e as formas de onda do conversor no modo *boost* podem ser visualizados nas Figuras 31 e 32 respectivamente.

**Figura 31** – a) Primeiro estágio do conversor adotado no modo de operação *boost*, b) Segundo estágio do conversor adotado no modo de operação *boost*.

(Fonte: Referência [34], modificada pelo autor)

**Figura 32** – Formas de onda do conversor proposto no modo de operação *boost*.

(Fonte: Referência [34], modificada pelo autor)

No primeiro estágio, a chave S_2 se encontra ligada e as chaves S_1 e S_3 encontram-se sempre desligadas (Figura 31a). Nesse estágio, os indutores L_1 e L_2 são carregados. O indutor L_1 é carregado pela fonte do lado de baixa tensão através do caminho $V_{low}-L_1-D_2-S_2$ fazendo com que a corrente i_{L1} aumente até que a tensão V_{L1} seja idêntica a V_{low} . O indutor L_2 é carregado pelo capacitor C através do caminho $C-L_2-S_2$ fazendo com que a corrente i_{L2} aumente até que a tensão V_{L2} seja idêntica a tensão V_c .

No segundo estágio, as chaves S_1 , S_2 e S_3 se encontram desligadas (Figura 32b). Nesse estágio, os indutores L_1 e L_2 são descarregados. A energia armazenada no indutor L_1 é entregue ao capacitor C através do caminho $V_{low}-L_1-D_{S1}-C$, fazendo que a tensão V_c seja a soma das tensões V_{low} e V_{L1} , nesse momento a corrente i_{L1} começa a diminuir até que o conversor volte a operar no primeiro estágio. A energia armazenada no indutor L_2 é entregue a V_{high} através do caminho $C-L_2-D_{S3}-V_{high}$ fazendo que V_{high} seja a soma das tensões V_c e V_{L2} , nesse momento a corrente i_{L2} começa a diminuir até que o conversor volte a operar no primeiro estágio.

A malha de controle proposta é exibida na Figura 33. Considerando que o conversor opere em condução contínua de corrente, tem-se a Equação (32):

$$\frac{V_{high}}{V_{low}} = \frac{1}{(1-d)^2} \quad (32)$$

sendo V_{high} a tensão do *link* CC que alimenta o *Synchronverter*, V_{low} a tensão do banco de baterias e d a razão cíclica.

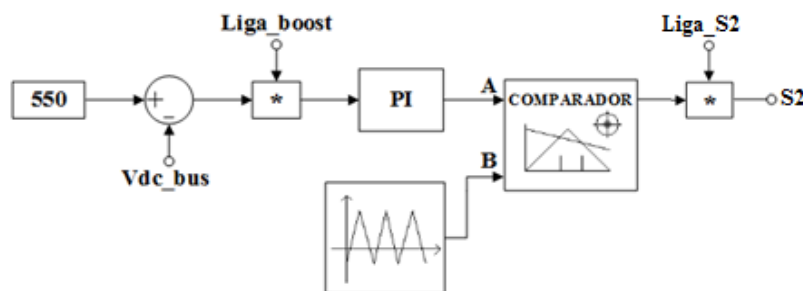


Figura 33 - Malha de controle do conversor no modo *boost*.
(Fonte: produção do próprio autor)

4.2.2 Modo de Operação *Buck*

Quando o conversor proposto opera no modo *buck*, a chave S_2 permanece sempre desligada. O lado de baixa tensão do conversor é controlado através do ciclo de trabalho das

chaves S_1 e S_3 que são controladas simultaneamente. No modo de operação *buck* o conversor opera em dois estágios. O circuito correspondente a cada um dos estágios e as formas de onda do conversor no modo *buck* podem ser visualizados nas Figuras 34 e 35 respectivamente.

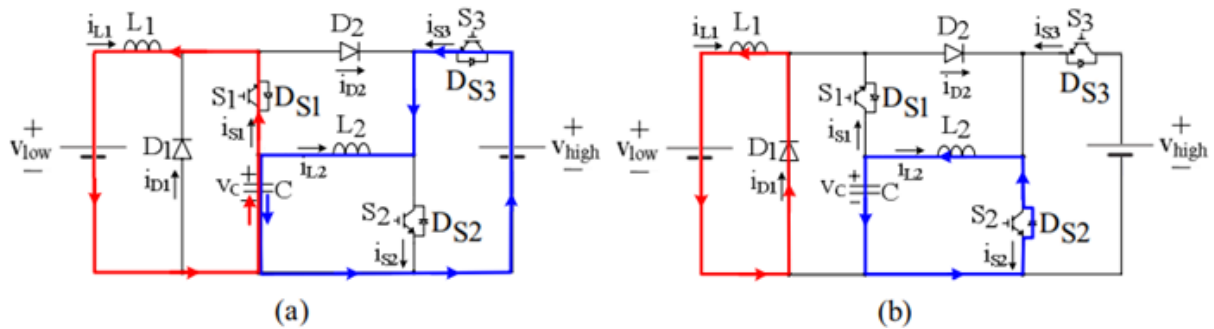


Figura 34 – a) Primeiro estágio do conversor adotado no modo de operação *buck*, b) Segundo estágio do conversor adotado no modo de operação *buck*.
(Fonte: Referência [34], modificada pelo autor)

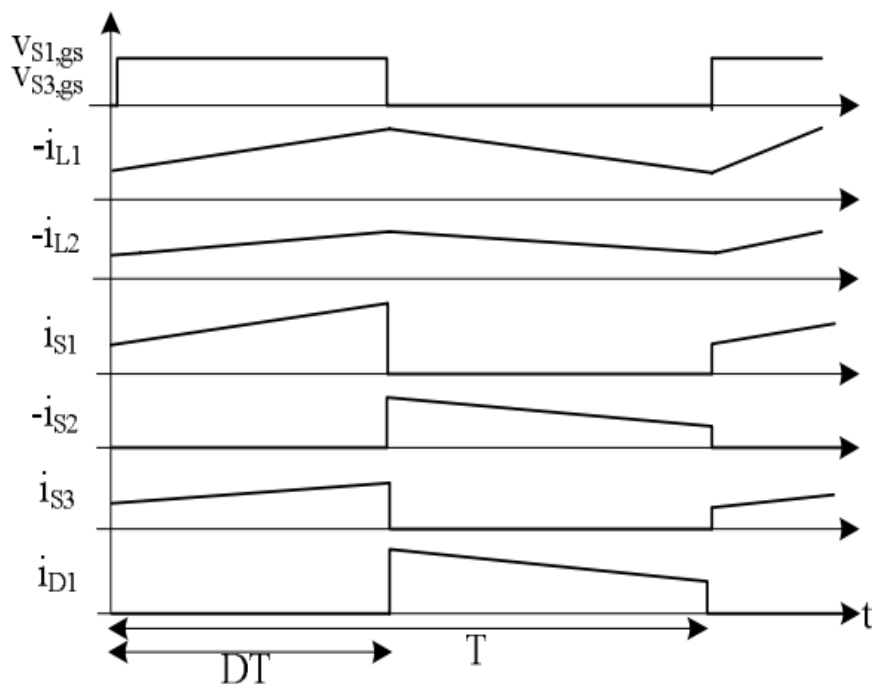


Figura 35 – Formas de onda do conversor proposto no modo de operação *buck*.
(Fonte: Referência [34], modificada pelo autor)

No primeiro estágio, a chave S_2 encontra-se sempre desligada e as chaves S_1 e S_3 se encontram ligadas (Figura 34a). Nesse estágio, o capacitor C e os indutores L_1 e L_2 são carregados pela fonte do lado de alta tensão. O indutor L_2 e o capacitor C são carregados através do caminho $V_{high}-S_3-L_2-C$. A tensão V_c no capacitor será igual a V_{high} menos a tensão V_{L2} , por este motivo, $V_c < V_{high}$. O indutor L_1 é carregado através do caminho $V_c-S_1-L_1-V_{low}$. A tensão V_{low} será igual a tensão V_c no capacitor menos a tensão V_{L1} , por este motivo, $V_{low} < V_c$.

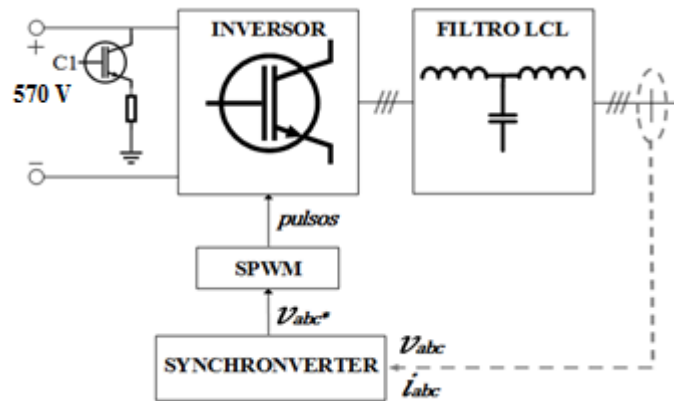


Figura 37 - Inversor que emula o *Synchronverter*, incluindo o filtro LCL e o *chopper*.
(Fonte: produção do autor)

Analisando a malha de controle da Figura 36 percebe-se que a referência de controle é fornecida por P_g , sendo P_g a potência gerada pelas microfones menos a potência consumida pelas cargas ($P_g > 0$ no modo *buck*).

O *Synchronverter* direciona para o banco de baterias, a potência P_g . Existe a necessidade de se controlar a corrente que alimenta o banco de baterias e, ao mesmo tempo, a tensão no *link* CC deve se manter constante. Esta tensão é controlada utilizando uma histerese sobre a referência P_g , de modo que o valor da referência P_g possa ser modificada para um valor que vai garantir 550 V de tensão no *link* CC que alimenta o *Synchronverter*.

4.2.3 Determinação dos Modos de Operação

O conversor é utilizado no modo *boost* para elevar a tensão da bateria de 120 V para 550 V que é a tensão do *link* CC responsável pela alimentação do inversor que emula a máquina síncrona virtual. O conversor é utilizado no modo *buck* para carregar a bateria com corrente controlada.

O que determina o modo de operação do conversor é o fluxo de potência da barra CA da microrrede. Se a potência total gerada pelas microgerações for maior que a potência necessária a ser entregue para as cargas, a tensão do *link* CC começará a aumentar e o conversor irá operar como *buck*, mantendo a tensão do *link* CC constante e entregando o excedente de potência para a bateria, caso contrário, funcionará como *boost*, retirando potência da bateria e entregando para a carga através do *link* CC que alimenta o inversor que emula a máquina síncrona virtual.

Nas malhas de controle do conversor no modo *boost* e no modo *buck* utilizou-se um controlador proporcional integral (PI). O controlador PI da malha de controle do conversor no

modo *boost* atua de modo a reduzir o sinal de erro entre a tensão de referência e a tensão medida no *link* CC. O controlador PI da malha de controle do conversor no modo *buck* atua de modo a reduzir o sinal de erro entre a corrente de referência e a corrente medida no banco de baterias. Os ganhos dos controladores utilizados foram sintonizados empiricamente e podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros dos controladores utilizados para o conversor adotado.

PARÂMETROS	VALORES
Ganho proporcional no modo <i>buck</i>	1,0
Cte. de tempo de integração no modo <i>buck</i>	0,001 [s]
Ganho proporcional no modo <i>boost</i>	20,0
Cte. de tempo de integração no modo <i>boost</i>	0,006 [s]

(Fonte: produção do autor)

4.3 Microfonte Eólica

O sistema eólico é formado por uma turbina eólica de eixo horizontal, um gerador síncrono de ímã permanente, um retificador, um inversor e um filtro LCL conforme Figura 38.

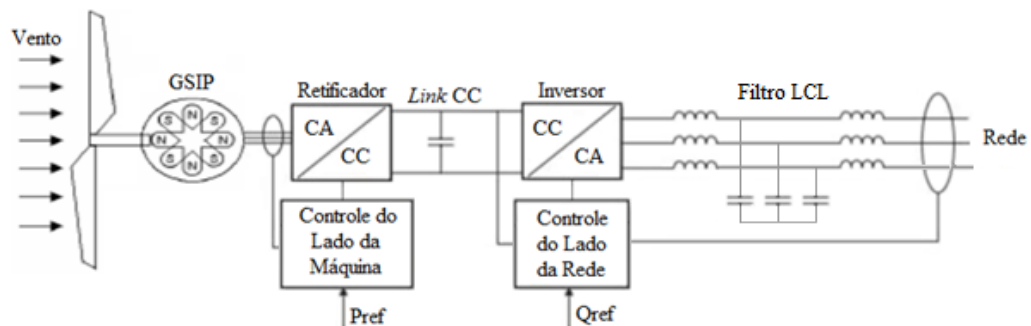


Figura 38 - Sistema eólico proposto.

(Fonte: produção do próprio autor)

O aerogerador utilizado na microrrede foi o GERAR 246, do fabricante ENERSUD. A Tabela 6 exhibe as características do GERAR 246.

Tabela 6 - Características do aerogerador GERAR 246.

CARACTERÍSTICAS DO AEROGERADOR GERAR 246	
Diâmetro da hélice	2,46 [m]
Potência a 12,5 m/s	1000 [W]
Rotação a 12,5 m/s	740 [rpm]
Número de pás	3
Tipo de pás	Torcida (5 aerofólios)
Velocidade de partida	2,0 [m/s]
Torque de partida	0,3 [N.m]
Controle de velocidade	<i>Stall</i> Passivo
Proteção contra altas velocidades	Controle de Passo
Sistema magnético	Neodímio (ímã permanente)
Sistema elétrico	Trifásico
Tensão de saída	24/48/220/400 [V]

(Fonte: especificações do gerador GERAR 246 da ENERSUD)

Para saber a potência gerada pela turbina eólica situada na microrrede é necessário fazer a sua modelagem. A turbina eólica foi modelada como em [35], iniciando-se os cálculos pelo coeficiente de potência (C_p) utilizando as Equações (34) a (36). A máxima potência elétrica que pode ser retirada do vento tem um valor correspondente ao máximo teórico de (C_p) igual a 59,3 %, conhecido como limite de Betz.

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,52 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,007\lambda \quad (34)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (35)$$

$$\lambda = \frac{v_d}{v_v} \quad (36)$$

sendo λ a relação entre a velocidade na ponta das pás do rotor e a velocidade do vento, na literatura também conhecido como *tip speed ratio* (TSR), β o ângulo de passo, ω_r a velocidade angular do rotor (rad/s), v_v a velocidade do vento (m/s), R o raio do rotor (m) e v_d é a velocidade do vento na ponta da pá.

Considerando a velocidade de um ponto da pá numa distância r do cubo para uma velocidade angular ω_r a velocidade do vento na ponta da pá (v_d) poderá ser escrita conforme Equação (37).

$$v_d = \omega_r R \quad (37)$$

A Figura 39 mostra a distribuição do coeficiente de potência (C_p) em função da sua TSR para diversos tipos de rotores.

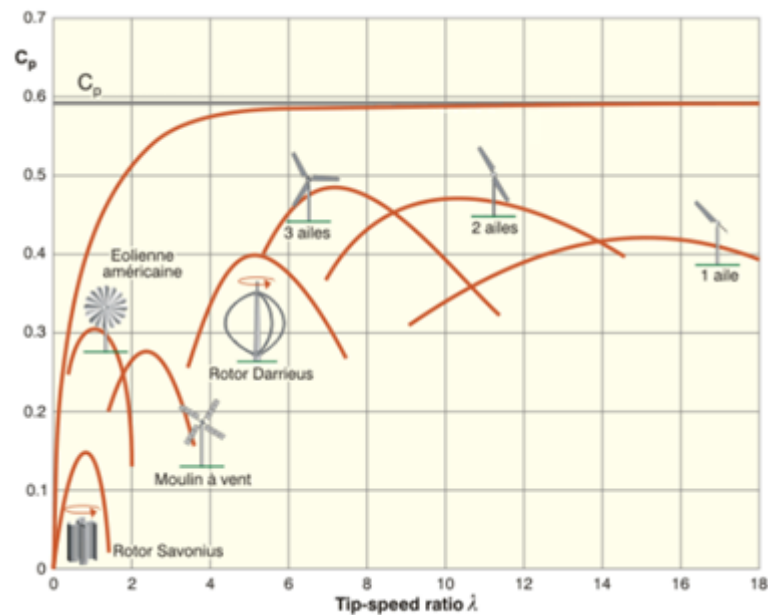


Figura 39 - Distribuição de C_p em função da sua TSR para diversos tipos de rotores.
(Fonte: Referência [36])

Sabendo que a GEAR 246 não tem controle de máxima potência, considerou-se que o melhor rendimento, ou seja, o maior (C_p) e o λ correspondente, ocorrerão na potência nominal. Para encontrar este valor do coeficiente de potência é preciso encontrar λ . A relação entre a velocidade na ponta das pás do rotor e a velocidade do vento pode ser definida conforme Equação (38).

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_v} \quad (38)$$

Através dos dados fornecidos pelo fabricante do GERAR 246 tem-se que na potência nominal o rotor está girando a 740 rpm com a velocidade do vento em 12,5 m/s e o diâmetro da hélice é de 2,46 m. Utilizando esses dados na Equação (38) pode-se encontrar o valor de λ .

$$\lambda = \frac{\left(\frac{2\pi}{60} 740\right) \cdot 1,23}{12,5}$$

$$\lambda = 7,6253$$

Encontrado λ e, considerando que o ângulo de passo seja $\beta = 0,1^\circ$, através das Equações (34) e (35) calcula-se o valor do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta) = 0,4755$.

Encontrado $C_p(\lambda, \beta)$ pode-se calcular a potência de saída da turbina (P_{mec}) em função da velocidade do vento conforme Equação (39).

$$P_{mec} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} (v_v)^3 \quad (39)$$

sendo P_{mec} a potência de saída da turbina, ρ a densidade do vento (kg/m^3) e A a área coberta pelas pás (m^2). Encontrado P_{mec} pode-se calcular a potência elétrica (P_{ele}) gerada pelo gerador eólico conforme Equação (40).

$$P_{ele} = \eta P_{mec} \quad (40)$$

sendo η a eficiência na conversão da potência mecânica em elétrica, considerado igual a 40% neste trabalho. Para saber a quantidade de potência ativa que o aerogerador vai fornecer para a microrrede considerada, foi necessário escolher um perfil de vento, correspondente à região da UFES. Considerou-se para tal um dia típico do mês de setembro. O perfil de vento escolhido foi produzido pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) e pode ser visualizado na Figura 40.

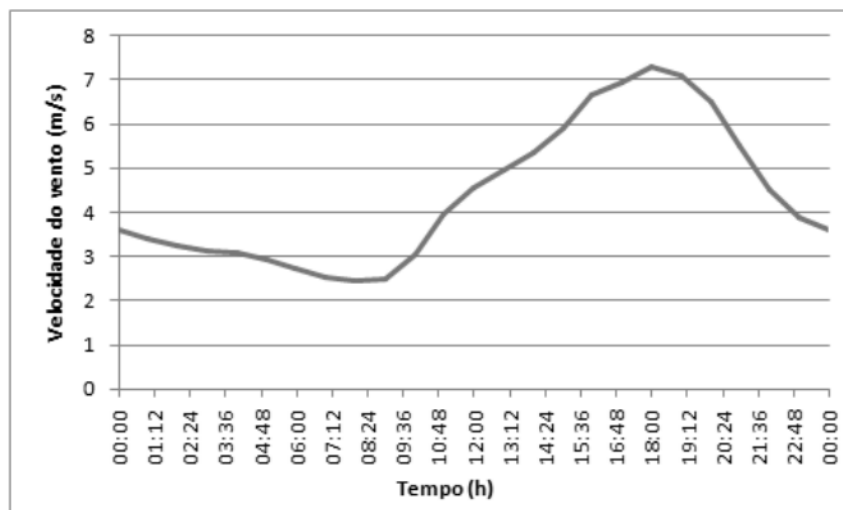


Figura 40 - Perfil de vento.
(Fonte: Referência [35])

Para encontrar a curva de potência gerada pela microfonte eólica considerando o perfil de velocidade do vento da Figura 40, foi realizada uma modelagem baseada nas Equações (34), (35), (36) e (40) no *software* PSCAD, conforme Figura 41.

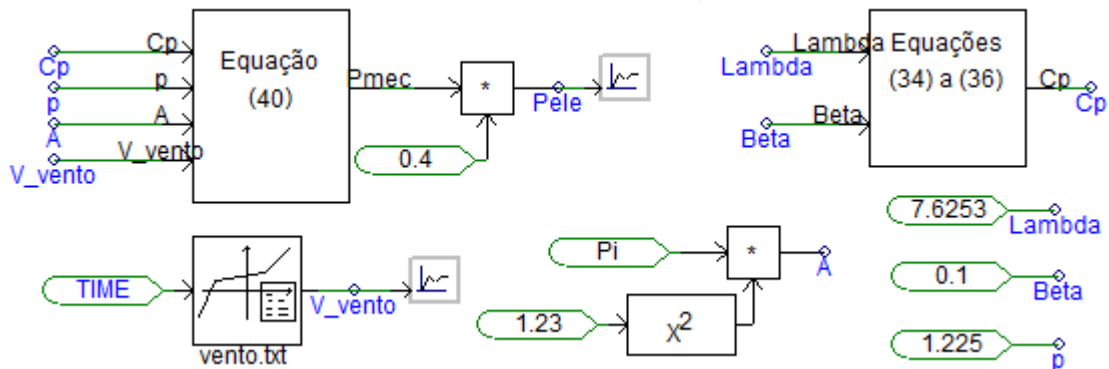


Figura 41 - Modelagem feita no *software* PSCAD baseada nas Equações (34) a (40).
(Fonte: produção do autor)

Na Figura 41 a velocidade do vento foi extraída da Figura 40 e utilizada no bloco vento.txt. A potência elétrica de saída do aerogerador pode ser visualizada na Figura 42.

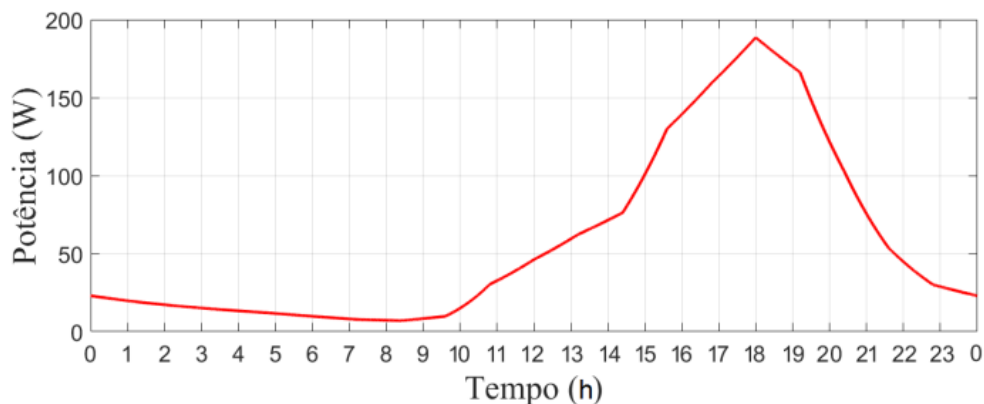


Figura 42 - Potência de saída do Gerar 246.
(Fonte: produção do autor)

Apesar do sistema de geração de energia eólica ser composto por uma turbina eólica, um gerador síncrono de ímã permanente, um retificador, um inversor e um filtro LCL, optou-se pela utilização de uma fonte de tensão controlada para representar todo esse conjunto com o intuito de minimizar o processamento da simulação, uma vez que a forma de onda de tensão entregue para a rede deverá ser exatamente a mesma em ambos os casos. A fonte de tensão controlada pode ser visualizada na Figura 43.

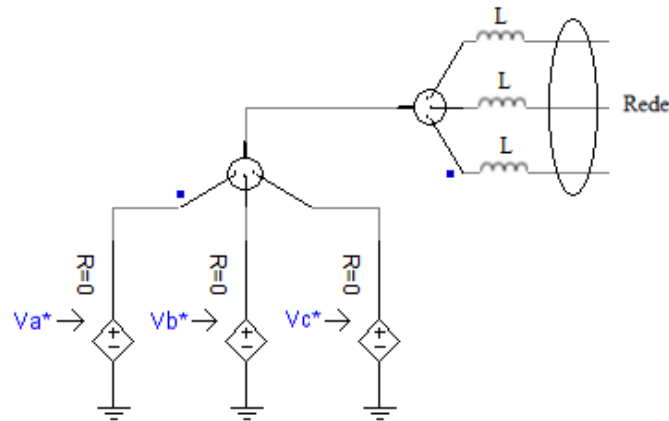


Figura 43 - Fonte de tensão controlada.
(Fonte: produção do autor)

As tensões V_{abc}^* da Figura 43 são geradas utilizando o controle PQ constante descrito no Capítulo 2 deste trabalho. As tensões são geradas conforme Figura 18.

Nas malhas de controle das potências ativa e reativa da Figura 18 utilizou-se um controlador proporcional integral (PI) para cada malha. O PI da malha de controle da potência ativa é utilizado para a reduzir o sinal de erro entre a corrente de referência I_d^* e a corrente I_d e o PI da malha de controle da potência reativa é utilizado para reduzir o erro entre a corrente de referência I_q^* e a corrente I_q . As correntes I_d e I_q são obtidas através da transformada dq da corrente de saída da fonte de tensão controlada.

Os ganhos dos dois controladores PI da Figura 18 foram configurados com os mesmos valores, apresentados na Tabela 7, e foram sintonizados empiricamente.

Tabela 7 - Parâmetros dos controladores utilizados na malha de controle PQ constante.

PARÂMETROS	VALORES
Ganho proporcional (G_p)	1,0
Cte. de tempo de integração (T_i)	0,001 [s]

(Fonte: produção do autor)

4.4 Microfonte Fotovoltaica

O sistema de geração de energia solar é formado por seis módulos em série, um conversor CC-CC *boost*, um inversor e um filtro LCL, conforme Figura 44.

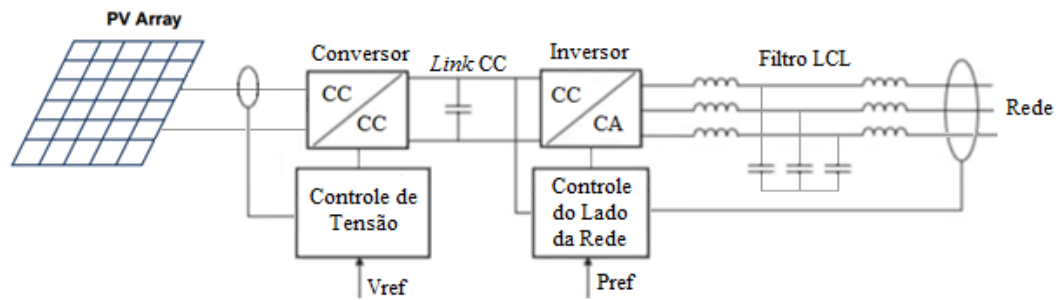


Figura 44 - Sistema fotovoltaico proposto.
(Fonte: produção do autor)

O módulo fotovoltaico utilizado na microrrede foi o AC-250P/156-60S do fabricante AXITEC. A Tabela 8 exibe as características do módulo.

Tabela 8 - Características do módulo AC-250P/156-60S.

CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO AC-250P/156-60S	
Máxima Potência (P_m)	250 [Wp]
Corrente de curto-circuito (I_{ccr})	8,71 [A]
Tensão de circuito aberto (V_{car})	37,8 [V]
Corrente de máxima potência (I_m)	8,18 [A]
Tensão de Máxima Potência (V_m)	30,7 [V]
Coefficiente de temperatura (α)	0,069897 [%/°C]
Coefficiente de temperatura (β_t)	-0,03609 [%/°C]

(Fonte: especificações do módulo AC-250P/156-60S da AXITEC)

Apesar do sistema de geração de energia solar ser composto por seis módulos em série, um conversor CC-CC *boost*, um inversor e um filtro LCL, optou-se pela utilização de uma fonte de tensão controlada pelo mesmo motivo descrito na microfonte eólica. A topologia da implementação da conexão da fonte solar com a microrrede é semelhante à apresentada na Figura 43.

Para saber a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos situados na microrrede é necessário fazer a sua modelagem. O módulo fotovoltaico foi modelado utilizando o modelo em [37], no qual obtém-se uma curva espelhada da curva $I \times V$ do módulo, equivalente a uma resposta ao degrau de um sistema de 1ª ordem, conforme visto na Figura 45.

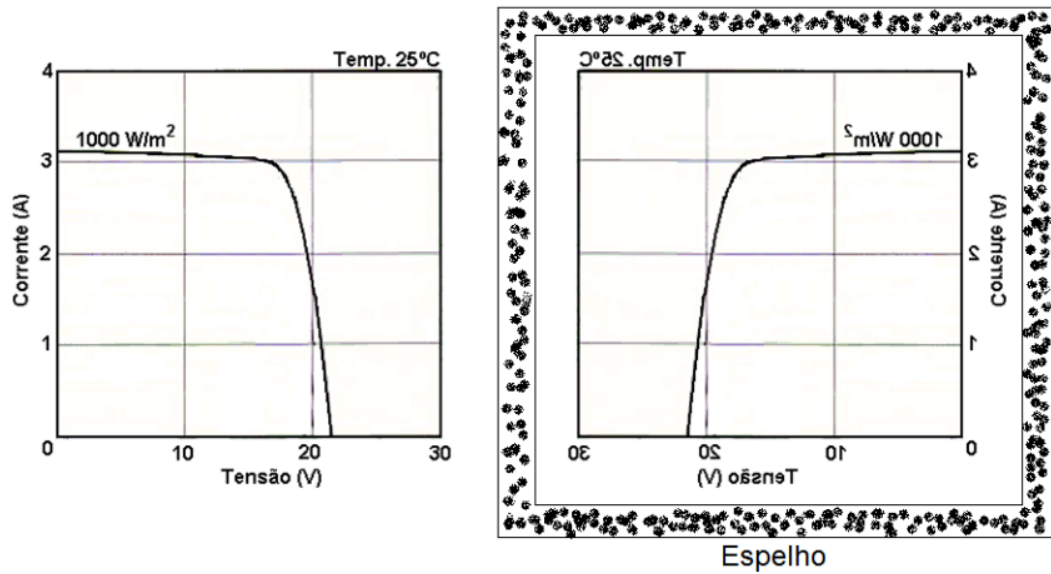


Figura 45 - Espelhamento da curva característica do módulo fotovoltaico.
(Fonte: Referência [37])

A referência [37], utilizada na modelagem, considera que a corrente de saída do módulo é dependente da irradiação solar e da temperatura e apresenta as Equações (41) a (44) para obtenção da curva característica $I \times V$.

$$I_{cc}(G_c, T_c) = \frac{G_c}{G_r} [I_{ccr} - \alpha(T_c - T_r)] \quad (41)$$

$$V_{ca}(G_c, T_c) = V_{car} + \beta_t(T_c - T_r) + \ln\left(\frac{G_c}{G_r}\right) \quad (42)$$

$$I = I_{cc} \left[1 - e^{-\left(\frac{V_{ca} - V}{\tau}\right)} \right] \quad (43)$$

$$\tau(G_c, T_c) = c_1 \frac{G_c}{G_r} + c_2 \frac{T_c}{T_r} + c_3 \frac{G_c T_c}{G_r T_r} + c_4 \quad (44)$$

Na Equação (41) $I_{cc}(G_c, T_c)$ é a correção da corrente de curto-circuito que é válida somente para a situação de referência, I_{ccr} é a corrente de curto-circuito de referência, G_c é a irradiação solar real, G_r é a irradiação solar de referência (1000 W/m^2), T_c a temperatura real, T_r a temperatura de referência (25°C) e α o coeficiente de temperatura.

Na Equação (42) $V_{ca}(G_c, T_c)$ é a correção da tensão de circuito aberto que é válida somente para a situação de referência, V_{car} é a tensão de circuito aberto de referência e β_t é o coeficiente de temperatura.

A Equação (43) apresenta a relação entre tensão e corrente como uma resposta ao degrau do sistema de 1ª ordem, no qual τ é uma constante de tempo, τ é calculado pela Equação (44) e depende dos valores de G_c , G_r , T_c , T_r , c_1 , c_2 , c_3 e c_4 .

Na Equação (44) c_1 , c_2 , c_3 e c_4 são constantes que variam para cada tipo de módulo, elas podem ser calculadas através da solução de um sistema de equações usando o conceito de pseudoinversa. A excelência da pseudoinversa é a resolução do sistema de equações para o cálculo das constantes, conforme Equações (45) e (56).

$$\begin{bmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \vdots \\ \tau_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{G_{c1}}{G_r} & \frac{T_{c1}}{T_r} & \frac{G_{c1} T_{c1}}{G_r T_r} & 1 \\ \frac{G_{c2}}{G_r} & \frac{T_{c2}}{T_r} & \frac{G_{c2} T_{c2}}{G_r T_r} & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{G_{cn}}{G_r} & \frac{T_{cn}}{T_r} & \frac{G_{cn} T_{cn}}{G_r T_r} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \\ C_4 \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$[C] = \text{pseudoinversa}([GT])[\tau] \quad (46)$$

Utilizando o *software* Matlab para resolver a Equação (46) foi possível encontrar as constantes c_1 , c_2 , c_3 e c_4 do módulo AC-250P/156-60S conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Constantes c_1 , c_2 , c_3 e c_4 do módulo AC-250P/156-60S.

CONSTANTES C_1, C_2, C_3 e C_4 DO MÓDULO AC-250P/156-60S	
c_1	1,1965
c_2	1,6652
c_3	0,2726
c_4	0,1642

(Fonte: produção do autor)

Para saber a quantidade de potência que a microfonte fotovoltaica vai fornecer para a microrrede considerada, foi necessário modelar o módulo AC-250P/156-60S e além da modelagem foi preciso escolher um perfil de temperatura e irradiação solar correspondente a região da UFES, considerando para tal, um dia típico do mês de setembro. Os perfis de temperatura e de irradiação solar foram produzidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e podem ser visualizados nas Figuras 46 e 47 sucessivamente.

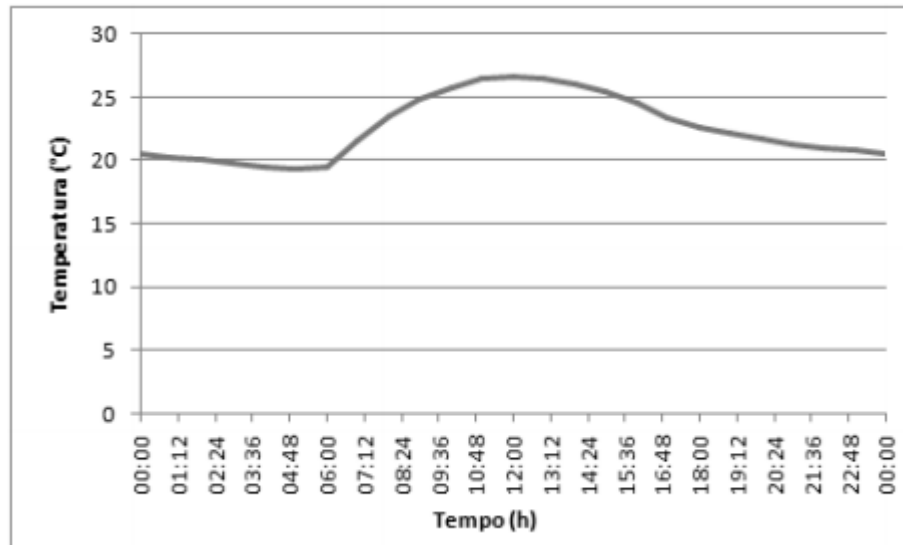


Figura 46 - Perfil de temperatura.
(Fonte: Referência [35])

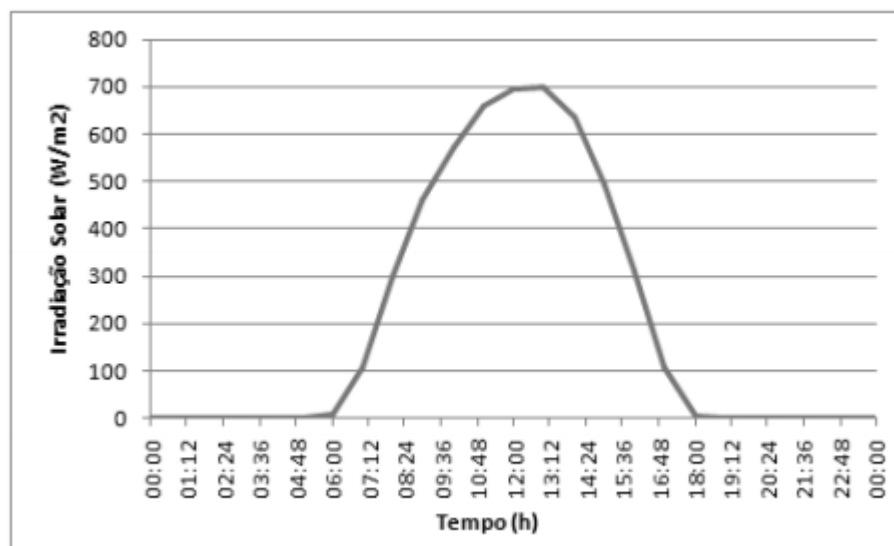


Figura 47 - Perfil de irradiação solar.
(Fonte: Referência [35])

Para encontrar a curva de potência gerada pela microfonte fotovoltaica considerando os perfis de temperatura e irradiação das Figuras 46 e 47, foi realizada uma modelagem baseada nas Equações (41) a (44) no *software* PSCAD, conforme Figura 48.

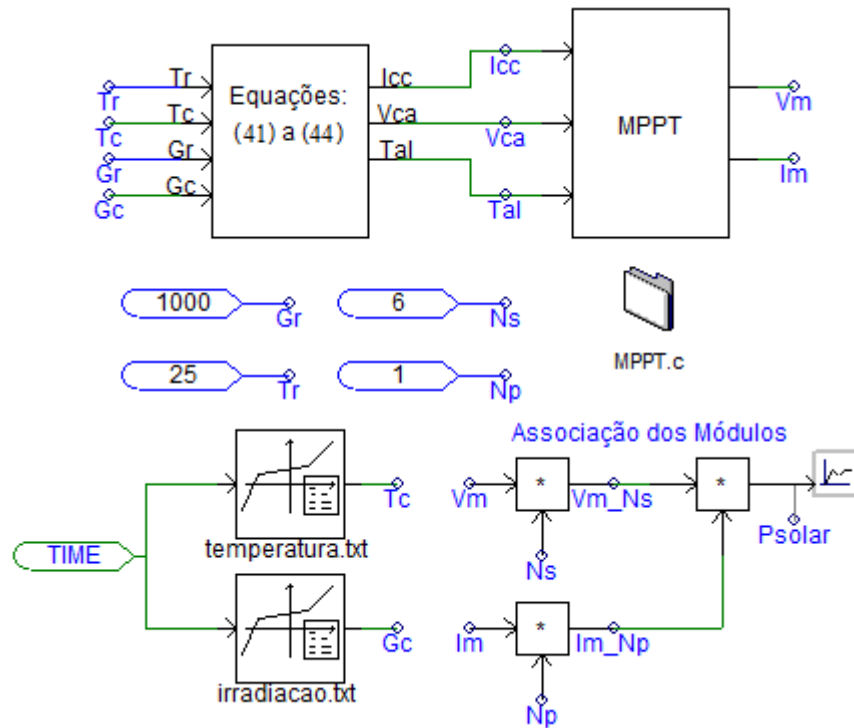


Figura 48 - Modelagem feita no *software* PSCAD baseada nas Equações (41) a (44).
(Fonte: produção do autor)

Na Figura 48, T_c e G_c foram coletados das Figuras 46 e 47, N_p é o número de módulos conectados em paralelo e N_s é o número de módulos conectados em série. Na saída do bloco “Equações: (41) a (44)” tem-se os valores de I_{cc} , V_{ca} e τ que são utilizados em um algoritmo de busca do ponto de máxima potência (MPPT). O *script* utilizado no bloco MPPT pode ser visualizado no Apêndice 1 deste trabalho. A saída do bloco MPPT tem os valores de V_m e I_{cc} correspondentes ao ponto de máxima potência de 1 módulo.

Para calcular a potência resultante deve-se considerar a associação dos módulos, neste trabalho foram utilizados apenas seis módulos em série. A potência de saída dos seis módulos pode ser visualizada na Figura 49.

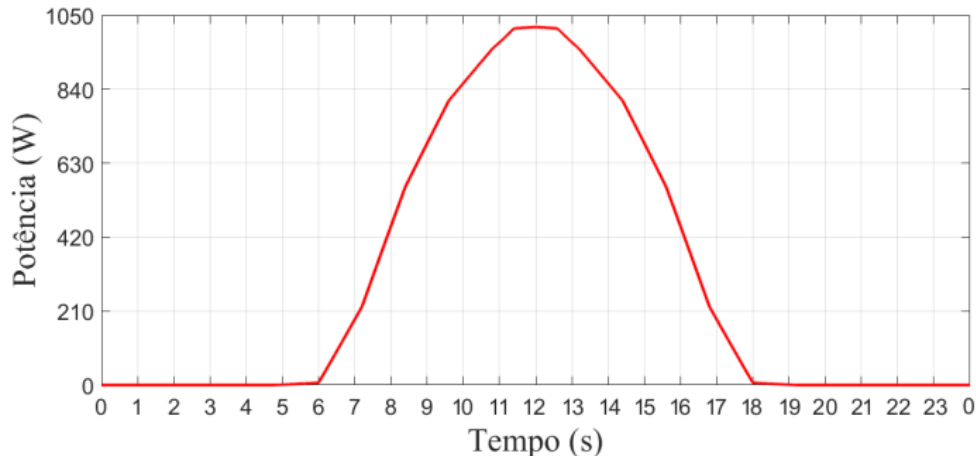


Figura 49 - Potência de saída dos módulos.
(Fonte: produção do autor)

4.5 Cargas

As cargas presentes na microrrede são: três bancos trifásicos de resistências com 100 W por fase, um ventilador de 100 VA com $f_p = 0,82$ e uma fonte ATX de 150 W que é responsável pela alimentação de um circuito de comando que realiza de forma automática as manobras dos contadores da microrrede.

Dependendo do nível de geração e da tensão da bateria, os bancos de resistências podem ser rejeitados. Esta rejeição de cargas torna-se necessária para evitar que o banco de baterias sofra uma descarga profunda e seja danificado. Se durante muito tempo não houver geração de energia através das microgerações e a bateria estiver prestes a exceder sua profundidade de descarga, todas as cargas são rejeitadas e a microrrede é desligada como medida de segurança, só religando após retorno da geração, possibilitando a recarga do banco de baterias.

4.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as características de cada uma das partes da microrrede proposta apresentada na Figura 24. Foi visto que o conversor CC-CC adotado foi utilizado para controlar o fluxo de potência da bateria. Foi explicado que optou-se por não utilizar os sistemas propostos nas Figuras 38 e 44 diretamente na simulação, no lugar deles foi utilizado uma fonte de tensão controlada para cada microfonte com o propósito de reduzir o tempo de simulação. Esta escolha não influencia no resultado final da simulação, tendo em vista que a forma de onda final entregue ao barramento CA da microrrede será o mesmo como explicado. Foi considerado um perfil de vento de um dia típico do mês de setembro correspondente à

região da UFES. Para encontrar a potência ativa gerada pelo GERAR 246 e pelos módulos fotovoltaicos foi preciso realizar uma modelagem no *software* PSCAD. Assim como no caso da microfonte eólica, na microfonte fotovoltaica foi preciso modelar os módulos fotovoltaicos utilizados para descobrir qual seria o maior valor de potência ativa fornecida por eles para cada período do dia em função da temperatura e da irradiação.

Capítulo 5: Desempenho da Microrrede Proposta

Explicada a estrutura da microrrede, este capítulo é reservado para apresentar a simulação realizada.

5.1 Escolha da referência de potência ativa e reativa para o controle PQ

Para considerar fielmente os perfis de vento, irradiação e temperatura gerados em um dia, seria necessário que a simulação tivesse uma duração total de 24 horas, mas, o objetivo principal deste trabalho é analisar a estabilidade do sistema, e por este motivo optou-se por considerar 4 valores de referência de potência ativa das Figuras 42 e 49 correspondentes à madrugada (0:00 h às 6:00 h), à manhã (6:00 h às 12:00 h), à tarde (12:00 h às 18:00 h) e à noite (18:00 h às 0:00h). A potência reativa é escolhida como 0 pu durante toda simulação conforme Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [38]. Os valores adotados para a referência de potência ativa podem ser visualizados na Tabela 10.

Tabela 10 - Valores adotados para a referência de potência ativa nas microfontes fotovoltaica e eólica.

PERÍODO DO DIA	MICROFONTE FOTOVOLTAICA	MICROFONTE EÓLICA
Madrugada	0 [W]	25 [W]
Manhã	1020 [W]	50 [W]
Tarde	1020 [W]	215 [W]
Noite	0 [W]	215 [W]

(Fonte: produção do autor)

5.2 Escolha do perfil das cargas

Em relação às cargas da microrrede, mesmo que a microrrede proposta esteja localizada no interior da UFES, optou-se por seguir uma curva média diária de consumidores residenciais conforme Figura 50. Através da Figura 50 observa-se que durante a madrugada ocorre o menor consumo de energia elétrica, durante a manhã e à tarde ocorre um consumo médio que é a máxima demanda fora do horário de ponta e durante a noite ocorre o maior valor de consumo, devido à máxima demanda de ponta.

A microrrede real situada na UFES possibilita a inserção e a remoção de cargas em qualquer instante de tempo através de circuitos de manobras, por este motivo qualquer outro tipo de perfil de interesse pode ser escolhido.

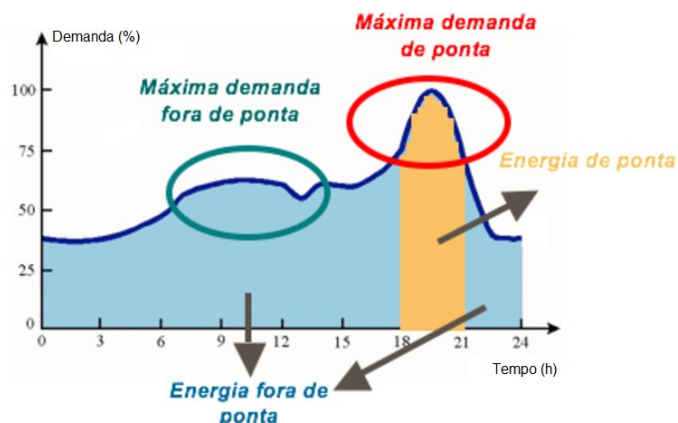


Figura 50 - Curva de carga média diária de consumidores residenciais.
(Fonte: Referência [39], modificada pelo autor)

Baseado no perfil de demanda da Figura 50, a Tabela 11 exibe a carga presente na microrrede durante os períodos do dia.

Tabela 11 - Perfil de carga adotado na microrrede.

PERÍODO DO DIA	BANCO DE RESISTÊNCIAS	VENTILADOR	FONTE ATX	CARGA
Madrugada	300 [W]	100 [VA]	150 [W]	LEVE
Manhã	600 [W]	100 [VA]	150 [W]	MÉDIA
Tarde	600 [W]	100 [VA]	150 [W]	MÉDIA
Noite	900 [W]	100 [VA]	150 [W]	PESADA

(Fonte: produção do autor)

5.3 Resultados

A simulação realizada tem um total de 42,5 s, e a Tabela 12 exibe as operações realizadas na microrrede.

Tabela 12 - Operações da microrrede.

TEMPO	DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES
0 s a 2,5 s	Ligou-se o gerador síncrono virtual
2,5 s a 12,5 s	Realizaram-se as operações correspondentes ao período da madrugada conforme Tabelas 10 e 11
12,5 s a 22,5 s	Realizaram-se as operações correspondentes ao período da manhã conforme Tabelas 10 e 11
22,5 s a 32,5 s	Realizaram-se as operações correspondentes ao período da tarde conforme Tabelas 10 e 11
32,5 s a 42,5 s	Realizaram-se as operações correspondentes ao período da noite conforme Tabelas 10 e 11

(Fonte: produção do autor)

Observa-se através das Figuras 51 e 52, que a frequência da microrrede e a velocidade angular virtual do *Synchronverter* se mantiveram controladas durante toda simulação, mesmo com a variação das cargas e variação de potência das microfontes, mostrando que o *Synchronverter* fornece uma referência estável para a sincronização das demais fontes, sendo a referência de frequência escolhida de 60 Hz.

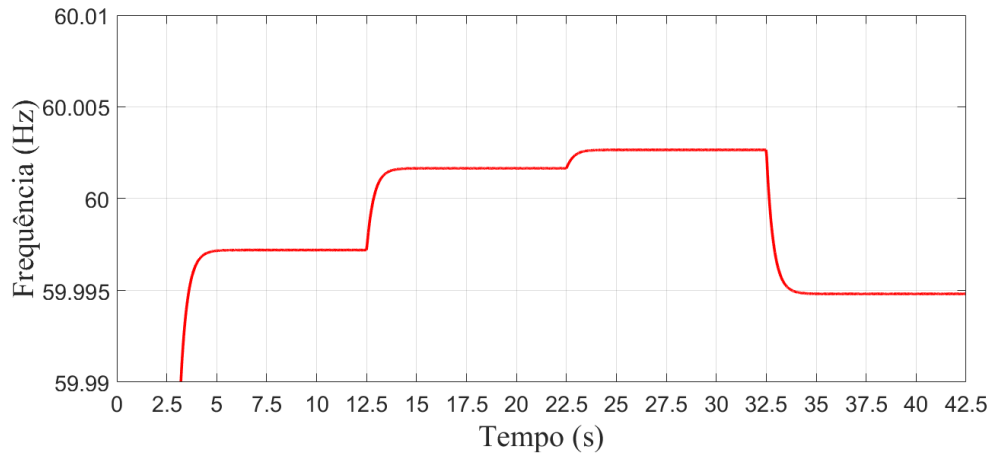


Figura 51 - Frequência na microrrede.
(Fonte: produção do autor)

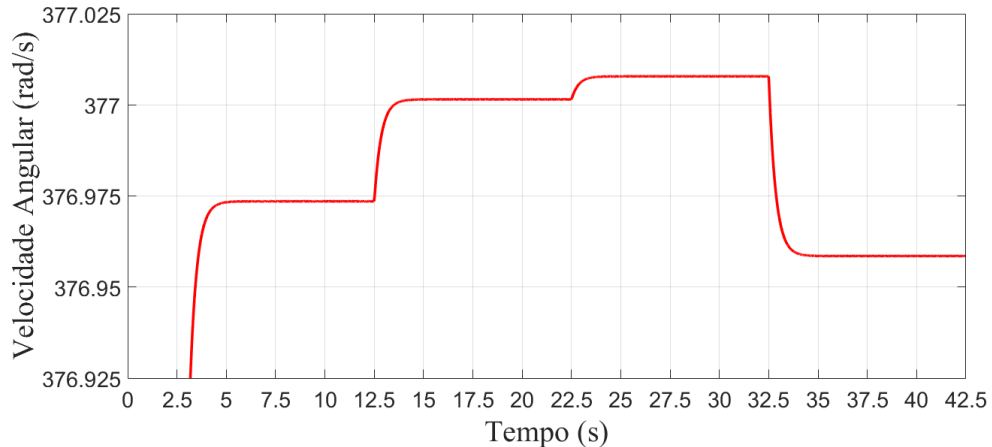


Figura 52 - Velocidade angular virtual do *Synchronverter*.
(Fonte: produção do autor)

A tensão da microrrede sofre pequenas variações devido à variação das cargas e geração das microfontes, porém, rapidamente, o controle do *Synchronverter* atua e a tensão de fase e de pico da microrrede é mantida em aproximadamente 179,605 V, conforme Figuras 53, 54 e 56.

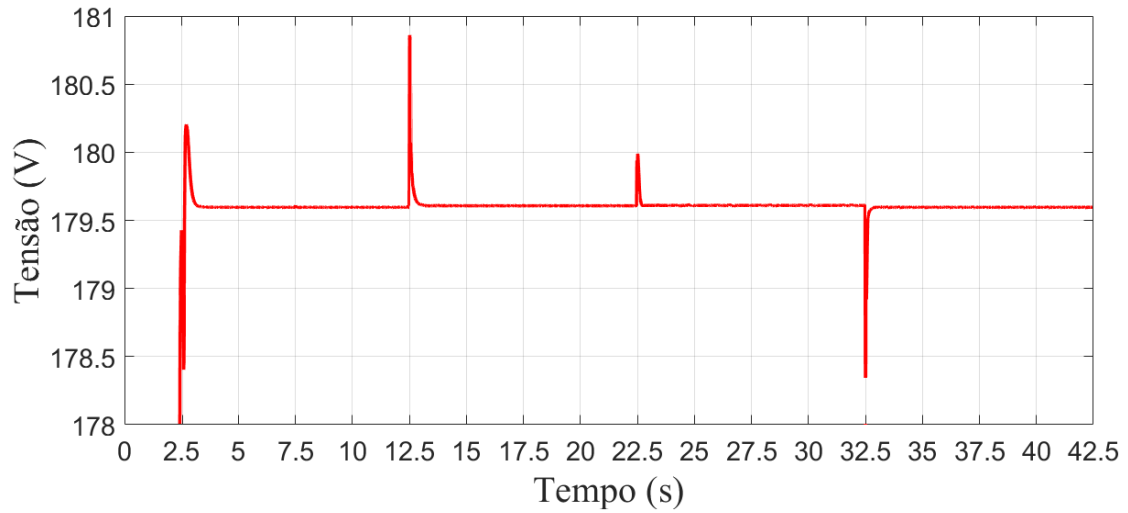


Figura 53 - Tensão de fase e de pico no barramento da microrrede.
(Fonte: produção do autor)

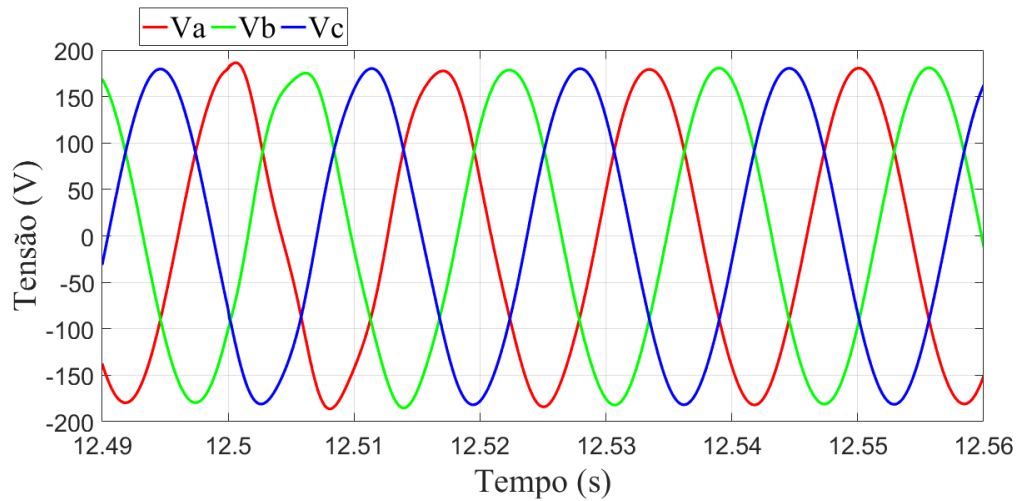


Figura 54 - Tensão 3Ø instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 12,49 s a 12,56 s.
(Fonte: produção do autor)

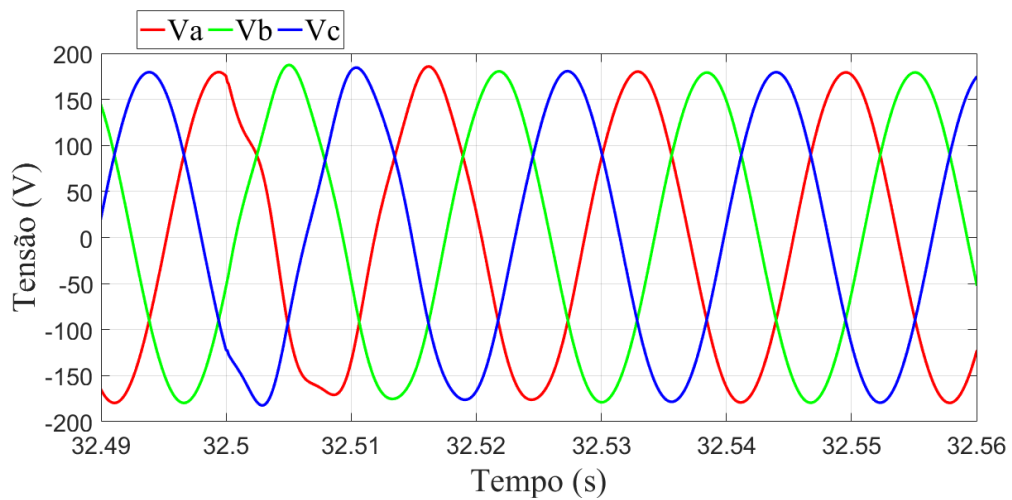


Figura 55 - Tensão 3Ø instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 32,49 s a 32,56 s.
(Fonte: produção do autor)

As Figuras 54 e 55 exibem a tensão instantânea na microrrede durante os transitórios ocorridos em 12,5 s e 32,5 s. Observando estas figuras, fica claro a ação de controle do *Synchronverter* nos períodos onde ocorrem os maiores transitórios exibidos na Figura 53.

Observa-se na Figura 56, que a forma de onda de tensão instantânea da microrrede é puramente senoidal, mostrando a eficiência do filtro LCL projetado.

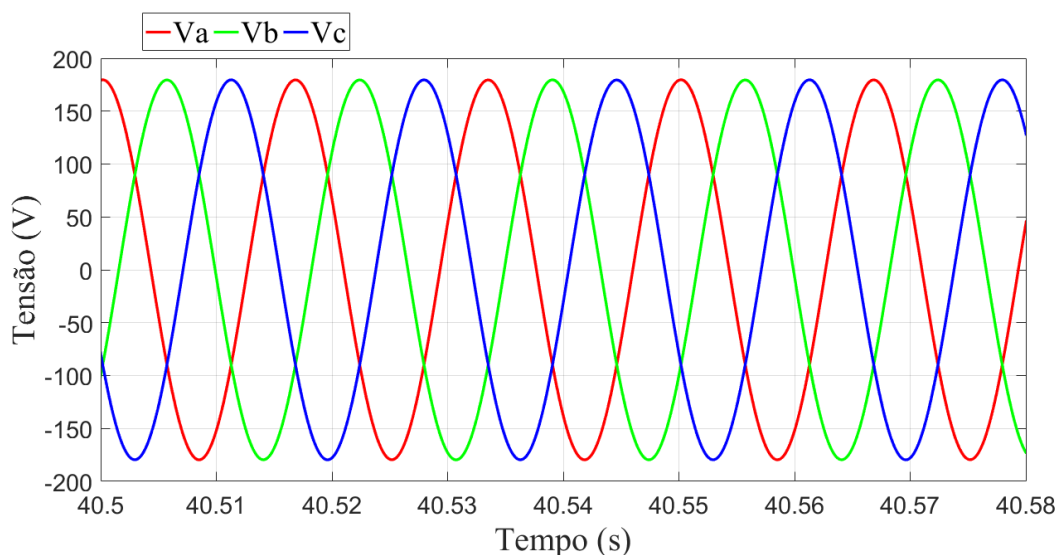


Figura 56 - Tensão 3 ϕ instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 40,5 s a 40,58 s.
(Fonte: produção do autor)

Como visto nas Figuras 53, 54, 55 e 56 a tensão terminal do *Synchronverter* é estável. Por este motivo a excitação do campo virtual da máquina também é estável e atua no sentido de controlar a tensão terminal do *Synchronverter*. Quando a tensão terminal do *Synchronverter* aumenta, devido a retirada de cargas ou ao aumento de geração das microfontes, a excitação do campo diminui e quando a tensão terminal do *Synchronverter* diminui, devido a inserção de cargas ou a diminuição de geração das microfontes, a excitação do campo aumenta. A excitação do campo virtual pode ser visualizada na Figura 57.

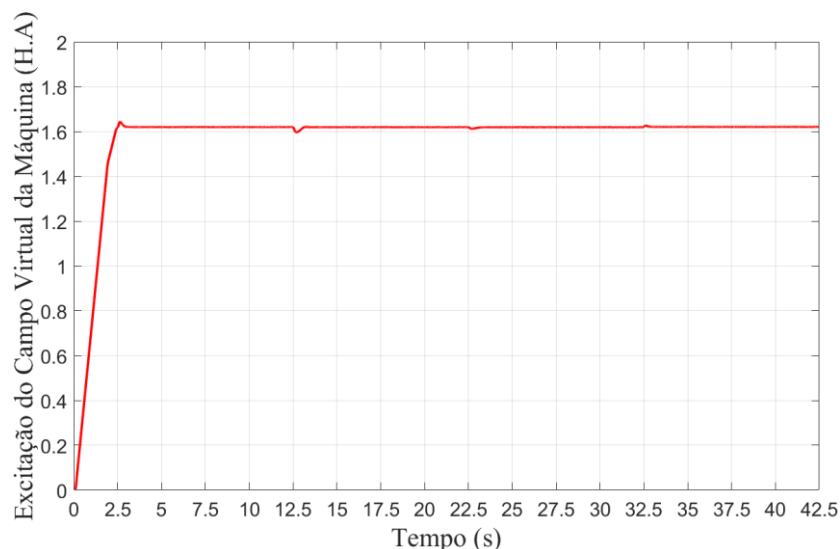


Figura 57 - Excitação de campo do *Synchronverter*.
(Fonte: produção do autor)

Através das Figuras 58 e 59 pode-se visualizar as correntes no referencial dq. Na Figura 58 as correntes no eixo **d** estão relacionadas com a potência ativa e, na Figura 59, as correntes no eixo **q** estão relacionadas com a potência reativa.

Na Figura 58 as correntes das microfontes são negativas, isso acontece porque essas correntes são defasadas de 180° da corrente da carga, a mesma situação ocorre com a corrente do *Synchronverter* quando este fornece potência para as cargas nos intervalos entre 2,5 s e 12,5 s e entre 32,5 s e 42,5 s quando a geração das microfontes é menor que a demanda das cargas.

Observa-se na Figura 59 que as correntes das microfontes no eixo **q** são iguais a zero, isso acontece porque a referência de potência reativa é feita igual a zero durante toda simulação.

Através das Figuras 58 e 59 percebe-se que as correntes estão estáveis mesmo com as variações das cargas e geração das microfontes.

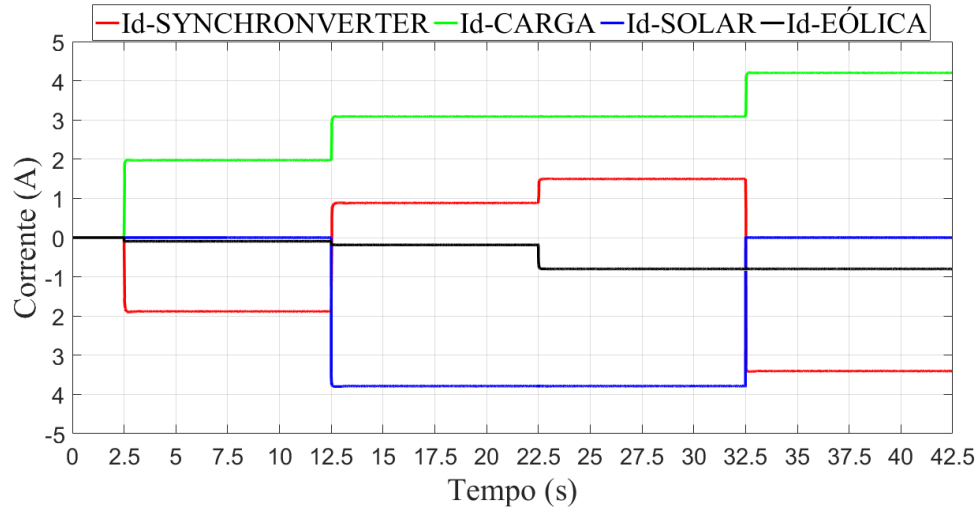


Figura 58 - Correntes no barramento CA da microrrede no eixo d.
(Fonte: produção do autor)

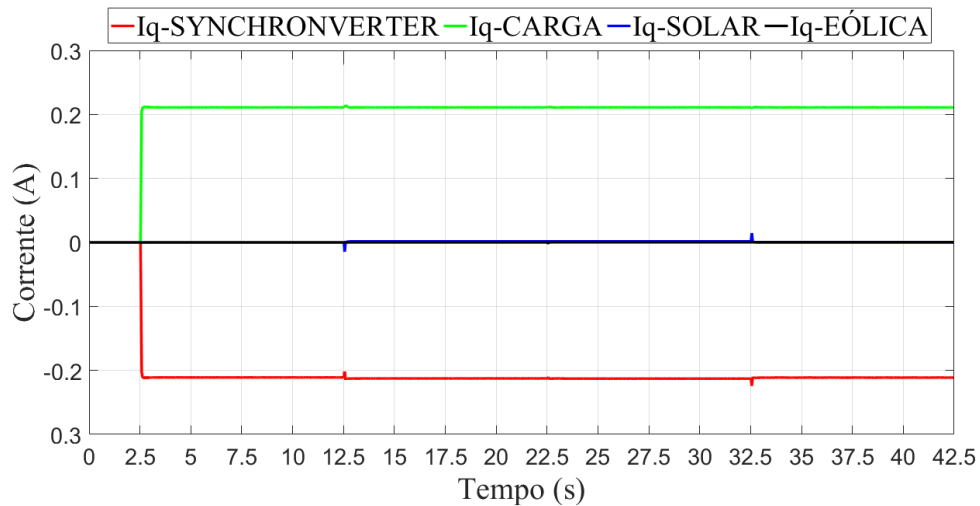


Figura 59 - Correntes no barramento CA da microrrede no eixo q.
(Fonte: produção do autor)

As Figuras 60 e 61 exibem as correntes instantâneas no barramento CA da microrrede durante os transitórios ocorridos em 12,5 s e 32,5 s. Nestes instantes, a corrente I-Synchronverter sofre um defasamento angular devido à condição de carga ou descarga do banco de baterias, correspondendo à operação do *Synchronverter* consumindo (Figura 60) ou fornecendo (Figura 61) potência ativa do barramento CA da microrrede.

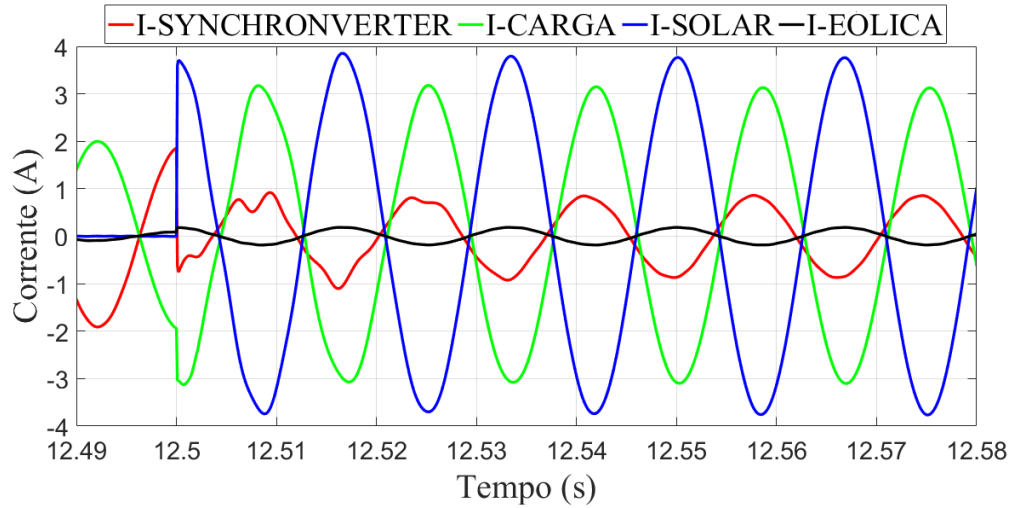


Figura 60 - Corrente instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 12,49 s a 12,58 s.
(Fonte: produção do autor)

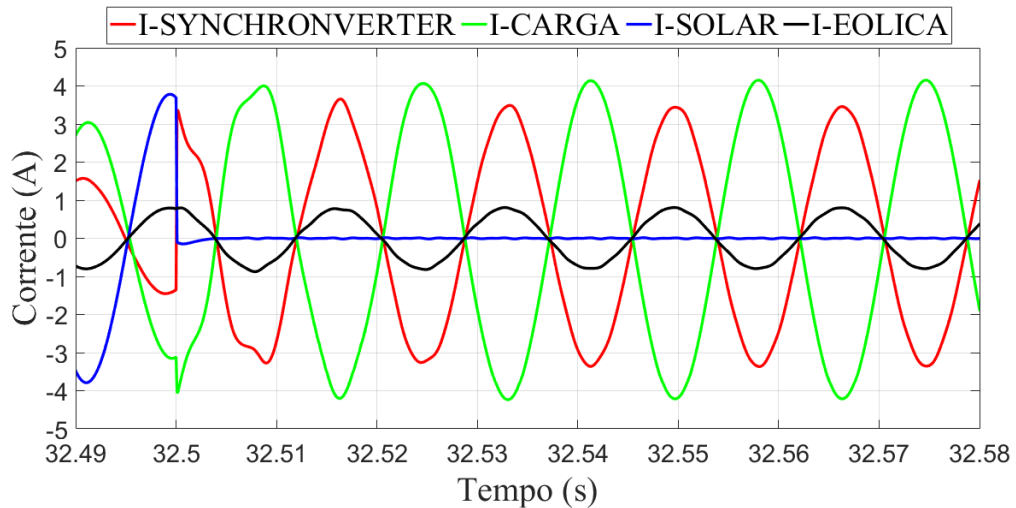


Figura 61 - Corrente instantânea no barramento da microrrede durante o intervalo de 32,49 s a 32,58 s.
(Fonte: produção do autor)

A Figura 62 exibe as correntes instantâneas no barramento CA da microrrede em condição de regime permanente, mostrando que ambas são senoidais, como dito anteriormente.

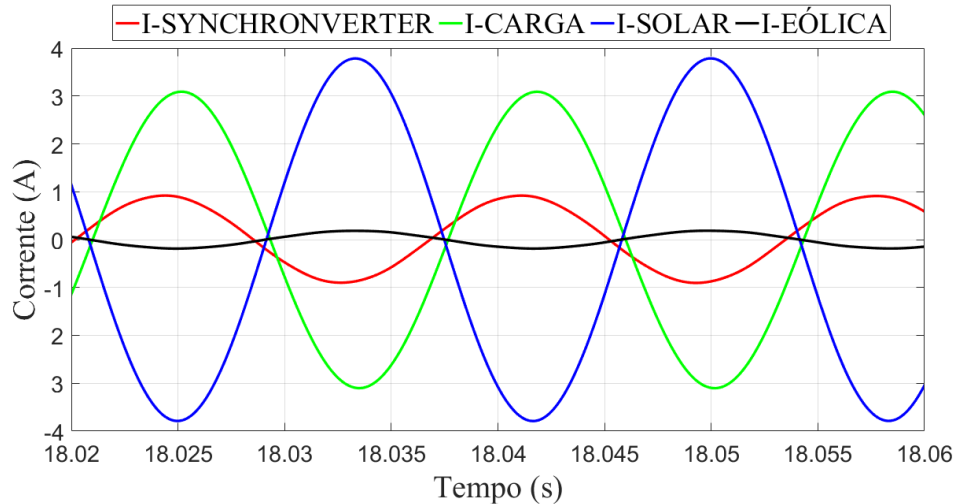


Figura 62 - Correntes instantâneas no barramento CA da microrrede.
(Fonte: produção do autor)

Nota-se pela Figura 63, que o fluxo de potência ativa da microrrede mostra nitidamente a estabilidade da barra de tensão CA, mesmo com as variações de carga e variações de potência entregue pelas microgerações. Em vermelho no gráfico, constata-se que o conjunto *Synchronverter* e conversor bidirecional pode entregar ou receber potência da microrrede dependendo da carga e da geração de energia, utilizando a bateria como elemento armazenador de energia.

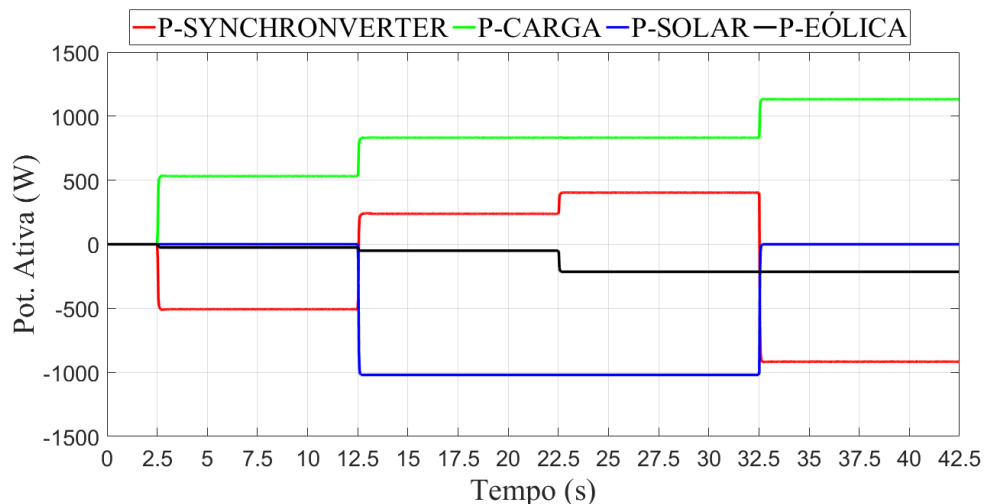


Figura 63 - Potência ativa na microrrede.
(Fonte: produção do autor)

Verifica-se na Figura 64 o fluxo de potência reativa da microrrede, mesmo com as variações de cargas e variações de potência entregue pelas microgerações o consumo de potência reativa pelas cargas permanece constante. Percebe-se também que a potência reativa é entregue à carga, única e exclusivamente pelo *Synchronverter*, assim, as microgerações

forneem 0 pu de potência reativa para a microrrede, sendo esta uma determinação da Resolução 687 da ANEEL que rege a conexão de micro e minigeração no sistema brasileiro.

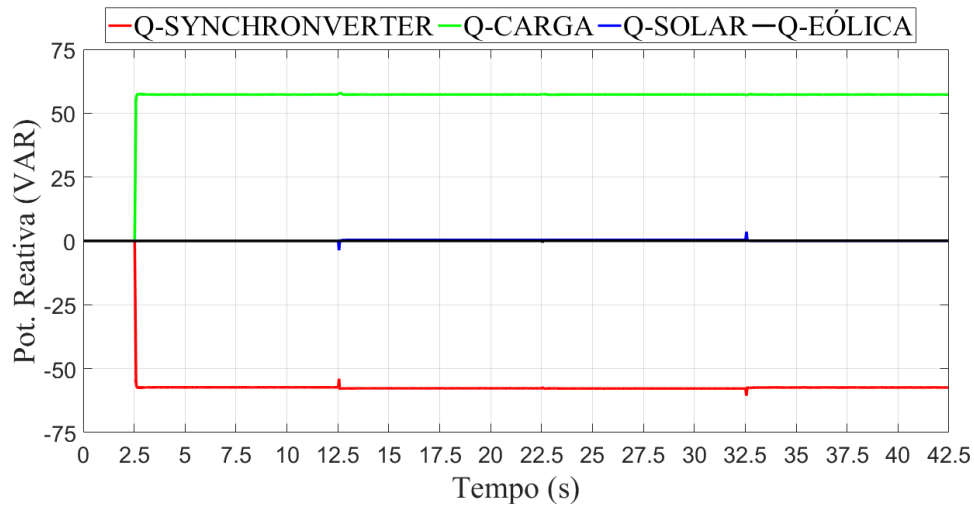


Figura 64 - Potência reativa na microrrede.
(Fonte: produção do autor)

Na Figura 65, observa-se a tensão no *link* CC que alimenta o *Synchronverter*. A cada variação de carga e variação de potência das microgerações, o conversor *buck-boost* bidirecional atua controlando a tensão do *link* CC de 550 V.

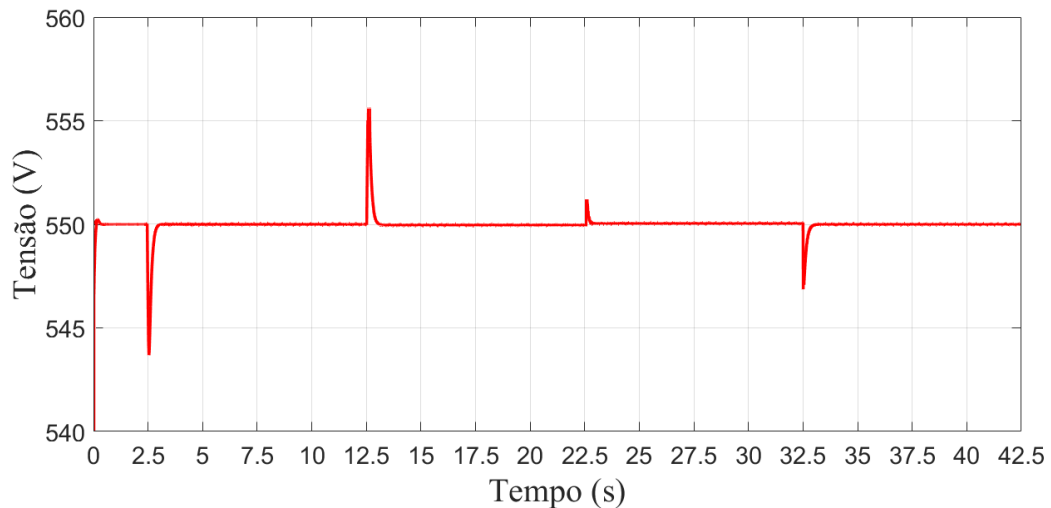


Figura 65 - Tensão no *link* CC que alimenta o *Synchronverter*.
(Fonte: produção do autor)

A partir da Figura 66 observa-se que a condição de carga/descarga da bateria depende do fluxo de potência da microrrede, de modo que ela se carrega ou se descarrega.

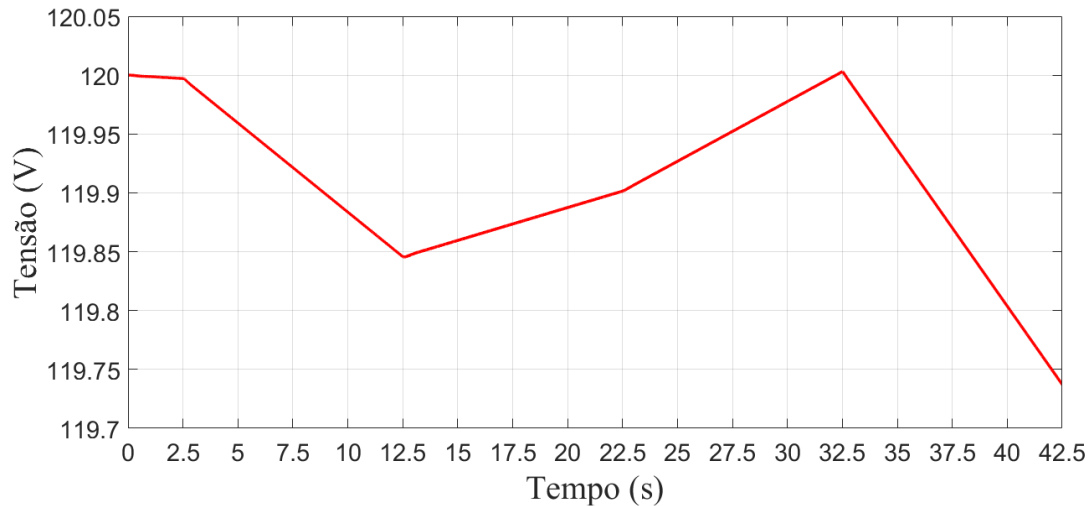


Figura 66 - Tensão da bateria.
(Fonte: produção do autor)

Na Figura 67 é exibida a corrente da bateria. Neste caso, percebe-se que a bateria é sempre carregada com uma corrente controlada, visualizado no momento em que a corrente se encontra com sinal negativo. No intervalo compreendido entre 12,5 s a 32,5 s de simulação, a microrrede se encontra com mais geração de energia do que consumo, assim, o controle do conversor *buck-boost* é automaticamente trocado do modo *boost* para o modo *buck*. Isso é possível devido ao controle utilizado no conversor *buck-boost* bidirecional, responsável pelo carregamento da bateria.

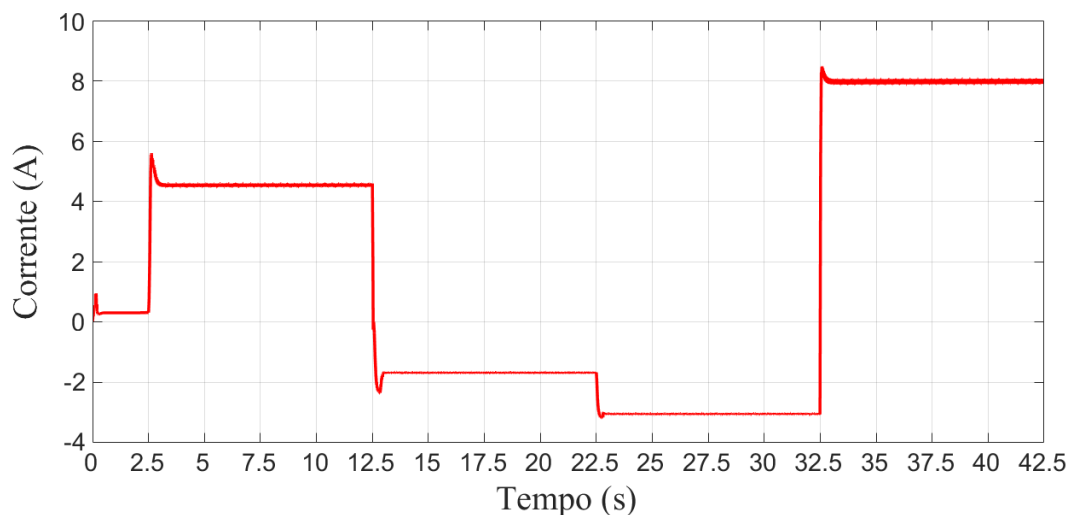


Figura 67 - Corrente do banco de baterias.
(Fonte: produção do autor)

Na Figura 68 é mostrada a potência da bateria, dependendo do fluxo de potência a bateria fornece ou consome potência da microrrede.

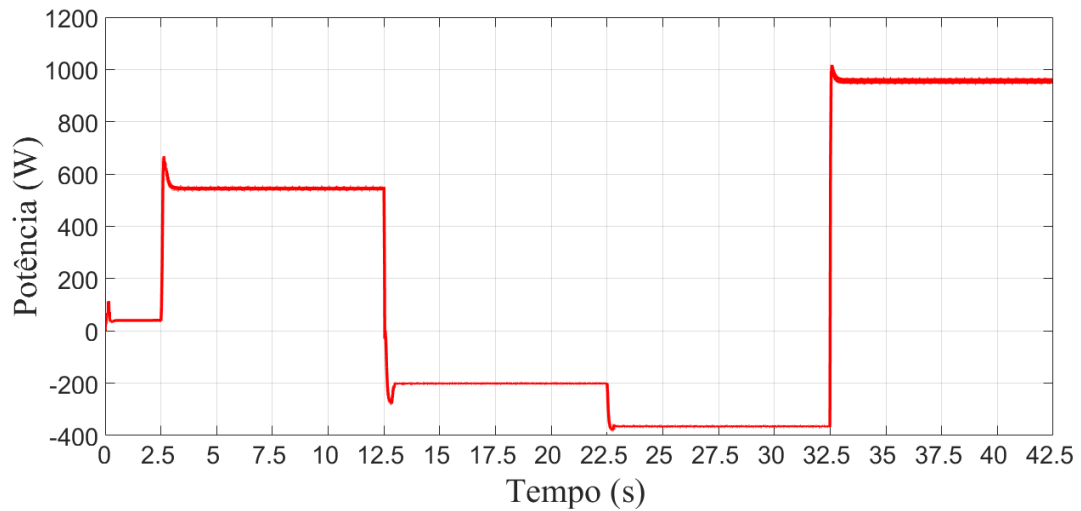


Figura 68 - Potência do banco de baterias.
(Fonte: produção do autor)

5.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou como foi adotado a escolha da referência de potência ativa e reativa para o controle PQ utilizado nos inversores que operam como *grid-following*, também foi apresentado a escolha do perfil de cargas da microrrede e por fim foram apresentados os resultados obtidos via simulação.

Capítulo 6: Conclusão

Neste trabalho foi demonstrada a aplicação de um *Synchronverter* como provedor de referência para microrrede isolada. Para avaliar o desempenho do *Synchronverter*, ele foi incluído na microrrede situada no Centro Tecnológico (CT VI) da UFES. Através dos resultados obtidos por simulação, percebeu-se que a técnica foi bem aplicada, pois cumpriu-se o objetivo que era garantir a referência de tensão e frequência para a microrrede operando isolada. Mesmo que as cargas e o fornecimento de potência das microgerações sofressem variações, foi garantido que a tensão e a frequência se mantivessem constantes devido ao controle realizado pelo *Synchronverter*. Como a tensão da microrrede permaneceu estabilizada, a sincronização dos inversores que fazem a interface entre as microgerações e o barramento CA foi possível através do controle de potência constante PQ, com a tensão gerada pelo *Synchronverter*. Além da malha de controle proposta para o *Synchronverter* e as malhas do controle PQ, também foram utilizadas mais duas malhas de controle para controlar o conversor bidirecional e, consequentemente, o fluxo de potência na bateria. Em suma, este trabalho avaliou o desempenho de uma microrrede operando de forma isolada, fortalecendo a ideia de que o avanço das tecnologias tende a aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética mundial.

6.1 Sugestões Para Trabalhos Futuros

Alguns tópicos ficam como sugestão para trabalhos futuros:

- Análise da microrrede piloto isolada quanto aos distúrbios de qualidade da energia elétrica, como distorção harmônica, afundamentos de curta duração e etc.
- Desenvolvimento de bancada experimental e aplicação na microrrede já montada no CT (VI) da UFES.
- Estudo da aplicação do *Synchronverter* em situações de ilhamento, *blackstart* e regeneração de energia quando a microrrede proposta estiver interligada a rede da concessionária de energia elétrica;
- Desenvolvimento de uma metodologia de projeto para o conversor CC-CC.

Referências Bibliográficas

- [1] Ribeiro, L, A, S.; Saavedra, O, R.; Matos, J, G.; Lima, S, K, L.; Bonan, G.; Martins, A, S. Design, Control, and Operation of a Hybrid Electrical Generation System Based on Renewable Energy Sources. *Eletrônica de Potência*, Campinas, v. 15, n. 4, p. 313-322, Sept./Nov. 2010.
- [2] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito Atlas Do Potencial Eólico Brasileiro. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 12 dezembro de 2016.
- [3] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Atlas Solarimétrico do Brasil. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 12 de dezembro de 2016.
- [4] COPEL, Companhia Paranaense de Energia. Geração Distribuída. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2FA3C753509472FD030325781000637369>>. Acesso em: 25 fev. 2017.
- [5] Lasseter, R.H.; Paigi, P., "Microgrid: a conceptual solution," *Power Electronics Specialists Conference*, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, vol.6, no., pp.4285,4290 Vol.6, 20-25 June 2004.
- [6] Chang-hua Zhang; Qing-Chang Zhong; Jin-Song Meng; Xin Chen; Qi Huang; Shu-Heng Chen; Zhi-peng Lv, "An improved synchronverter model and its dynamic behaviour comparison with synchronous generator," *Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)*, 2nd IET, vol., no., pp.1,4, 9-11 Sept. 2013.
- [7] Driesen, J.; Visscher, K., "Virtual synchronous generators," *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE , vol., no., pp.1,3, 20-24 July 2008.
- [8] Carletti, Daniel. Desenvolvimento e Aplicação de um Gerador Síncrono Virtual para o Controle de Inversores na Geração Distribuída. Dissertação ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. 2015.
- [9] Hagiwara, M., Maeda, R., Akagi, H., "Control and Analysis of the Modular Multilevel Cascade Converter Based on Double-Star Chopper-Cells (MMCC-DSCC)," *Power Electronics*, IEEE Transactions on, vol.26, no.6, pp.1649,1658, June 2011.
- [10] Barnes, Mike., Kondoh, Junji., Asano, Hiroshi., Oyarzabal, Jose., Ventakaramanan, Giri., Lasseter, Robert., Hatziargyriou, Nikos., Green, Tim, "Real-World MicroGrids - An Overview," in *2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering (SoSE 2007)*, vol. 2, no. 1, pp. 1-8, Apr. 2007.

- [11] Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Resende, F. O., 2005. Microgrids Black Start and Islanded Operation. INESC Porto, FEUP. 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
- [12] Bezerra, P. A. M., Análise Teórica e Simulações de um Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável Utilizando Controle Vetorial. Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará – UFC. 2010.
- [13] P. Piagi and R. H. Lasseter, “Autonomous Control of MicroGrids,” in IEEE 2006 Power Engineering Society General Meeting, pp. 1 - 8, 2006.
- [14] Matos, J. Gomes. Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Bancos de Baterias Distribuídos. Tese ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Maranhão – UFMA. 2014.
- [15] Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Madureira, A. G. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 2, May 2006.
- [16] Silva, F. L. Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. 2011.
- [17] Moreira, C. C. L. Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures. Faculty of Engineering of University of Porto, doctoral thesis. 2008.
- [18] Zortea, A. L. Modelagem e Simulação de Módulos Fotovoltaicos Com Análise Aplicada a um Sistema Fotovoltaico Isolado. Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal do Espírito Santo – IFES. 2015.
- [19] Adamidis, G., Tsengenes, G., Kelesidis, K. (2010). Three Phase Grid Connected Photovoltaic System with Active and Reactive Power Control Using “Instantaneous Reactive Power Theory”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’10), Granada (Spain), March 2010.
- [20] Cabral, C. V. T. Análise de Dimensionamento Estocástico e Determinístico de Sistemas Fotovoltaicos Isolados. Tese de Doutorado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola pela Universidade Federal de Viçosa – UFV. 2006.
- [21] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 1ª Ed. – Brasília: ANEEL, 2002. 67 p.
- [22] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Tutorial de Energia Eólica. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 25 de março de 2017.
- [23] BIG, Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 18 de setembro de 2017.

- [24] Abrão, R. R. Modelagem e simulação de operação de um sistema autônomo de energia fotovoltaica em corrente contínua. Dissertação de Mestrado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Mato Grosso do Sul - UFMS. 2011.
- [25] Silva, G. A. T. Modos de Operação de Uma Microrrede de Baixa Tensão Baseada em Inversores de Potência. Dissertação de Mestrado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo - UFES. 2014.
- [26] Freitas, S. S. A. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial Ramo Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Politécnico de Bragança. 2008.
- [27] Vera, L. H. Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos. Dissertação de Mestrado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS. 2004.
- [28] Barua, S. 3-PHASE Voltage Source Inverter With Square Wave Output. Disponível em: <<http://protorit.blogspot.com.br/2012/10/3-phase-voltage-source-inverter.html>>. Acesso em: 20 abr. 2017.
- [29] Palizban, O., Kauhaniemi, K., Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected, Renewable and Sustainable Energy Reviews, ELSEVIER, vol 44, pp 797-813, April 2015.
- [30] Zhong, Q.-C.; Nguyen, P.-L.; Ma, Z.; Sheng, W. (2010). "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. IEEE, vol.58, no., pp.1259-1267, April 2010.
- [31] Teodorescu, R., Blaabjerg, F., Liserre, M., Aquila, A. D., A stable three-phase LCL filter based active rectifier without damping, IEEE, Industry Applications Conference, 1552 - 1557 vol.3, 12-16 Oct. 2003.
- [32] Tremblay, O.; Dessaint, L.-A.; Dekkiche, A.-I. (2007). "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE, vol., no., pp.284-289, Sept 2007.
- [33] Pires, V. F.; Foito, D.; Martins, J. F. (2016). "Bidirectional DC-DC Converter with High Voltage Gain for the Charge/Discharge Control of Storage Systems," Electronics Conference (BEC), 2016 15th Biennial Baltic. IEEE, vol., no., pp.191-194, November 2016.
- [34] Lin, B. -R., Senior Member, IEEE, Chen, J. -J., Hsieh, F. -Y. "Analysis and Implementation of a Bidirectional Converter with High Conversion Ratio " Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on, April 2008.
- [35] Moreira, T. M.; Fardin, J. F.; Encarnação, L. F. Controle Primário de uma Microrrede Operando Sob Variação de Velocidade do Vento, Temperatura e Irradiância. XXI Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, ES, Brasil, Outubro 2016.

- [36] Machado, C. F. F. Projeto de Uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. 2014.
- [37] Costa, W. T. (2010). Modelagem, Estimação de Parâmetros e Método MPPT para Módulos Fotovoltaicos. Tese de Doutorado. Vitória - ES.
- [38] ANEEL (2015). Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 01 de Agosto de 2016.
- [39] Castellanelli, C. A. “Auto-suficiência energética no horário de ponta: Análise técnico-econômica de geradores operados com diesel e biodiesel obtido através do óleo de fritura usado ”. Espacios. Vol. 36 (N° 19), Pág. 10, setembro 2015.

Apêndice A: Rastreamento do Máximo Ponto de Potência Implementado no PSCAD

```
#include <math.h>

float i = 0;
float Pmax = 0;
float I = 0;
float V = 0;
float P = 0;

void t_cod_(double* Icc, double* Vca, double* Tal, double* Vm, double* Im)
{
    i=0;
    Pmax=0;
    for(i=0;i<=1000;i++)
    {
        V = (*Vca)*i/1000;
        I = (*Icc)*(1-exp(-(*Vca-V)/(*Tal)));
        P = V*I;
        if (P >= Pmax)
        {
            Pmax=P;
            *Vm=V;
            *Im=I;
        }
    }
}
```

Apêndice B: Produção Científica

Durante a realização deste trabalho dois artigos completos foram aceitos, um na 8ª edição do Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI) e outro na 12ª edição do *Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission* e um resumo foi publicado na 1ª edição do Congresso de Energias Renováveis (ConER).